DEN

SEKRETARIAT JENDERAL
DEWAN ENERGI NASIONAL

KETAHANAN ENERGI INDONESIA 2019

KETAHANAN ENERGI INDONESIA | 2019

SEKRETARIAT JENDERAL DEWAN ENERGI NASIONAL
Telp : +622152921621
Fax : +622152920190
Email : sekretariat@den.go.id
Milis : milis_den@yahoogroups.com
Alamat : Jalan Jenderal Gatot Subroto Kav. 49 Jakarta Selatan


DEN


2019



PENYUSUN:

PENANGGUNG JAWAB

Sekretaris Jenderal Dewan Energi Nasional
Djoko Siswanto

TIM PENYUSUN

1. **KETUA:**

   Kepala Biro Fasilitasi Penanggulangan Krisis dan Pengawasan
   Ediar Usman

2. **ANGGOTA:**

   Dwi Kusumantoro

   Syarifudin

   Budi Cahyono

   Adil Fajar Widrian

   Nuril Fathara

   Dyah Rusty

   Nuzulia Fajriningrum

   Rully Nugraha

   M. Donny Andi Mias

   Suprihatin Wulansari





SAMBUTAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL



"Tiga hal yang menurut saya perlu dilakukan segera demi pembangunan yang berkelanjutan dan berkeadilan: bauran energi dari *renewable,* baik kelistrikan maupun dikendaraan bermotor, keadilan sosial dibidang energi, yaitu ketersediaan dengan harga terjangkau dan kegiatan ekstraktif yang ramah lingkungan"

-Ignasius Jonan-

Saya menyambut baik penerbitan buku Ketahanan Energi Indonesia 2019 ini. Buku ini memberikan gambaran kondisi ketahanan energi nasional dan sekaligus juga kinerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral dalam melaksanakan pengelolaan energi nasional.

Tingkat ketahanan energi dinilai secara kualitatif berdasarkan 4 aspek, yaitu (i) ketersediaan (*availability*), (ii) kemampuan akses (*accessibility*), (iii) keterjangkauan (*affordability*) dan (iv) penerimaan masyarakat (*acceptability*). Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional telah melakukan penilaian atas Ketahanan Energi Indonesia sejak tahun 2015 sampai 2018 dimana hasilnya secara umum menunjukkan tingkat ketahanan energi Indonesia terus meningkat, meskipun ada beberapa indikator yang menunjukkan penurunan.

Gambaran tersebut selanjutnya dapat digunakan sebagai masukan dalam mengidentifikasi penyebab berbagai permasalahan yang menghambat penyediaan energi nasional, mengevaluasi arah perubahan pembangunan keenergian menuju sasaran dan target yang telah ditetapkan dalam kebijakan energi nasional, dan merumuskan langkah-langkah penyelesaian yang diperlukan guna perbaikan tingkat ketahanan energi Indonesia dimasa yang akan datang. Mengingat kondisi ketahanan energi bersifat dinamis dan dipengaruhi oleh berbagai faktor lingkungan strategis baik internal maupun eksternal, maka dinamika ini perlu dipantau secara berkala setiap tahun.
Pemerintah berupaya mereformasi semua kebijakan terkait keenergian mengarah pada ketahanan dan kemandirian energi dari sumber luar ke sumber yang ada di dalam negeri. Disaat yang bersamaan Pemerintah akan tetap realistis menjaga keseimbangan kondisi kebutuhan/permintaan energi dan laju ketersediaan/pasokan energi. Penggunaan bahan bakar fosil memang sangat membantu dalam

penyediaan energi, namun terbatasnya ketersediaan energi ini menuntut Pemerintah untuk mendorong pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan agar ketahanan energi nasional bisa ditingkatkan. Idealnya, Indonesia mampu memenuhi kebutuhan energi dalam negeri secara mandiri.

Pada kesempatan ini, Saya mengucapkan penghargaan dan terima kasih kepada Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional, khususnya kepada Tim Penyusun sehingga buku ini dapat hadir dihadapan kita semua, sebagai bagian pengabdian kita kepada bangsa dan negara.

Semoga penerbitan buku Ketahanan Energi Indonesia dapat terus dilanjutkan dimasa yang akan datang mengingat manfaatnya yang besar bagi pengembangan keenergian di Indonesia.

Jakarta, Agustus 2019
Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral

Ignasius Jonan



PENGANTAR SEKRETARIS JENDERAL DEWAN ENERGI NASIONAL



Puji syukur kami panjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Kuasa karena atas berkah dan rahmat Nya maka pemutakhiran buku "Ketahanan Energi Indonesia 2019" ini dapat diselesaikan dan diterbitkan. Buku Ketahanan Energi Indonesia ini diterbitkan secara berkala oleh Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional (Setjen DEN), dimana pada setiap edisinya selalu dilakukan pemutakhiran data hasil penilaian dan kondisi parameter keenergian yang mempengaruhi indikator ketahanan energi Indonesia. Setiap indikator dinilai berdasarkan *expert judgement* dengan mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya berupa data statistik yang disajikan sesuai kondisi tahun sebelumnya untuk menilai data tahun berjalan yang dinilai ketahanan energi nya. Data dan Informasi yang digunakan dalam buku ini merupakan publikasi, data dan informasi yang diterbitkan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), Kementerian Keuangan, Badan Pusat Statistik (BPS), PT. Pertamina (Persero), PT. PLN (Persero) dan sumber lainnya.

Buku Ketahanan Energi Indonesia 2019 yang diterbitkan oleh Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional ini merupakan pemutakhiran ketiga buku ketahanan energi yang terbit sebelumnya, yakni buku Ketahanan Energi Indonesia 2014, Ketahanan Energi Indonesia 2015 dan Ketahanan Energi Indonesia 2017. Buku Ketahanan Energi Indonesia 2019 ini menyajikan hasil penilaian tingkat ketahanan energi Indonesia dan gambaran kondisi keenergian yang dipengaruhi oleh dua puluh indikator ketahanan energi masing-masing pada tahun 2015 - 2018.

Metode penilaian ketahanan energi tersebut masih terdapat keterbatasan, seperti nilai tingkat ketahanan energi hanya mencerminkan kondisi pada tahun tersebut secara nasional dan belum menunjukan ketahanan energi nasional jangka panjang. Pendekatan model ketahanan energi Indonesia tahun 2019 ditinjau dari lingkup empat aspek, yaitu aspek ketersediaan (*availability*), kemampuan akses (*accessibility*), keterjangkauan (*affordability*) dan penerimaan masyarakat (*acceptability*). Penilaian tingkat kepentingan dan keterkaitan keempat aspek tersebut terhadap ketahanan energi menggunakan pendekatan dua puluh indikator. Penentuan dan pembobotan dua puluh indikator tersebut menggunakan metode *Analytical Hierarchy Proccess* (AHP) berdasarkan keterkaitan pengaruhnya terhadap empat aspek ketahanan energi nasional melalui penilaian Anggota DEN periode 2009 - 2014. Sedangkan dalam pemutakhiran nilai indikator ketahanan energi Indonesia tahun 2015 - 2019 telah melibatkan 46 pemangku kepentingan yang berasal dari anggota dan wakil tetap anggota DEN, anggota komite BPH Migas, para pejabat di lingkungan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Kementerian Perindustrian, Kementerian Keuangan, Kementerian

Pertahanan, Dewan Ketahanan Nasional, BPH Migas, Bappenas dan BPPT serta institusinya lainnya seperti Masyarakat Ketenagalistrikan Indonesia, Institut Teknologi Bandung, Universitas Indonesia, Universitas Pertahanan, *Swiss German University*, *Indonesian Counterpart for Energy and Environtmental Solution,* PT. Indonesia Power dan beberapa pakar energi. Para pemangku kepentingan tersebut memberikan nilai indikator berdasarkan pertimbangan *expert judgement* sesuai keahlian/kepakaran/keprofesionalan melalui kuesioner yang memuat data dan informasi kondisi parameter keenergian yang berpengaruh terhadap indikator selama periode 2014 - 2019.

Buku ini terbagi dalam Tujuh Bab yang menguraikan data dan informasi terkait perkembangan kondisi parameter yang mempengaruhi dua puluh indikator dan proses penilaiannya sehingga diperoleh nilai Ketahanan Energi Indonesia 2019.

Bab Satu memberikan penjelasan tentang metodologi penilaian Ketahanan Energi Indonesia dengan pendekatan model Ketahanan Energi Nasional tahun 2014 untuk memperoleh tren nilai Ketahanan Energi Indonesia pada tahun berikutnya (2015 - 2019) dengan menggunakan metode penilaian ini sehingga diperoleh hasil penilaian ketahanan energi Indonesia.

Bab Dua menggambarkan kondisi energi nasional sesuai dengan target dan sasaran Kebijakan Energi Nasional (KEN) serta kondisi parameter keenergian yang mempengaruhi keempat indikator, yaitu Pencapaian Bauran Energi, Efisiensi Energi, Produktivitas Energi dan Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca serta hasil penilaiannya.

Bab Tiga membahas kondisi energi fosil mulai dari penyediaan infrastruktur, produksi, konsumsi, ekspor, impor dan cadangan minyak, gas dan batubara untuk menggambarkan kondisi parameter keenergian yang mempengaruhi 12 indikator, yaitu harga BBM dan LPG, harga gas bumi, penyediaan BBM dan LPG, penyediaan gas bumi, pelayanan distribusi gas bumi, cadangan BBM dan LPG, cadangan penyangga energi (CPE), cadangan dan sumber daya migas, cadangan dan sumber daya batubara, impor BBM dan LPG, impor minyak bumi dan pasokan domestik gas dan batubara hasil penilaiannya.

Bab Empat memberikan gambaran kondisi penyediaan infrastruktur, produksi dan pemanfaatan energi baru terbarukan (EBT) untuk menunjukkan kondisi parameter keenergian yang mempengaruhi indikator peranan EBT hasil penilaiannya.

Bab Lima membahas kondisi ketenagalistrikan yang mempengaruhi 3 indikator, yaitu harga listrik, penyediaan tenaga listrik dan pelayanan listrik hasil penilaiaannya.

Bab Enam menguraikan rekapitulasi hasil penilaian dua puluh indikator yang terbagi dalam empat kelompok aspek serta rekomendasi yang terkait dengan hasil analisis terhadap penilaian ketahanan energi.

Bab Tujuh sebagai bab terakhir berisi referensi dalam penyusunan ketahanan energi Indonesia.

Kami sangat menyadari masih terdapat banyak perbedaan pandangan publik terhadap penilaian kondisi ketahanan energi Indonesia. Namun demikian, kami menghargai upaya Tim Penyusun untuk mewujudkan buku ini. Perbedaan pandangan yang ada tidak perlu dipersepsikan secara negatif, tetapi hendaknya menjadi masukan bagi penyempurnaan buku Ketahanan Energi Indonesia pada tahun berikutnya.

Perkenankan kami pada kesempatan ini menyampaikan penghargaan dan ucapan terima kasih kepada para pihak yang telah memberikan sumbangan pemikiran yang memperkaya isi buku Ketahanan Energi Indonesia 2019 ini. Pemutakhiran buku Ketahanan Energi Indonesia ini diharapkan dapat terus berlanjut setiap tahun dan bermanfaat bagi para pemangku kepentingan sebagai bahan masukan yang mendukung pengambilan kebijakan untuk mewujudkan peningkatan ketahanan energi Indonesia.

Besar harapan kami kiranya buku ini bermanfaat sebagai referensi bagi pemerintah dan pemangku kepentingan lainnya dalam memperoleh gambaran secara kuantitatif pencapaian kebijakan energi nasional sebagaimana ditetapkan dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014. Hasil penilaian ketahanan energi ini diharapkan dapat menjadi masukan dalam mengidentifikasi penyebab berbagai permasalahan yang menghambat penyediaan energi nasional dan merumuskan langkah-langkah penyelesaian yang diperlukan guna perbaikan terjaminnya ketahanan energi Indonesia.

Pada kesempatan ini, kami mengucapkan terima kasih kepada Bapak Menteri ESDM selaku Ketua Harian Dewan Energi Nasional atas izin, arahan dan bimbingan sehingga buku ini dapat terbit tepat pada waktunya. Ucapan terima kasih dan penghargaan juga kami sampaikan kepada Tim Penyusun atas upaya dan waktunya sehingga buku ini dapat terselesaikan.

Jakarta, Agustus 2019
Sekretaris Jenderal Dewan Energi Nasional

Dr. Ir. Djoko Siswanto, MBA

RINGKASAN EKSEKUTIF

Ketahanan Energi Indonesia mengacu pada Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) didefinisikan sebagai suatu kondisi terjaminnya ketersediaan energi dan akses masyarakat terhadap energi pada harga yang terjangkau dalam jangka panjang dengan tetap memperhatikan perlindungan terhadap lingkungan hidup. Penilaiannya dilakukan secara berkala untuk memantau kondisi keenergian yang dinamis. Ketahanan energi Indonesia dapat dinilai berdasarkan pendekatan empat aspek, yaitu *Affordability* (keterjangkauan harga), *Accessibility* (kemampuan akses), *Availability* (ketersediaan energi) dan *Acceptability* (penerimaan masyarakat). Aspek tersebut dipengaruhi oleh berbagai lingkungan strategis baik internal maupun eksternal, antara lain perkembangan pasokan dan kebutuhan energi, investasi pembangunan infrastruktur pendukung, dan dampak kebijakan dan regulasi dari sektor dan lintas sektor terkait.

Aspek *Affordability* diidefinisikan sebagai keterjangkauan konsumen terhadap harga energi. Aspek ini memiliki 4 indikator, yaitu produktivitas energi, harga Bahan Bakar Minyak (BBM)/*Liquified Petroleum Gas* (LPG), harga listrik dan harga gas bumi. Aspek *Accessibility* didefinisikan sebagai kemampuan mengakses energi dan sumber energi secara handal dan sesuai kebutuhan kedepan. Aspek ini berkaitan dengan infrastruktur energi yang memudahkan akses masyarakat dalam menggunakan energi. Aspek ini memiliki 5 indikator, yakni penyediaan BBM dan LPG, penyediaan tenaga listrik, pelayanan listrik, penyediaan gas bumi, dan pelayanan distribusi gas bumi. Aspek *Availability* didefinisikan sebagai ketersediaan energi dan sumber energi yang cukup bagi kebutuhan dalam negeri. Aspek ini dinilai dari 8 indikator, yakni cadangan BBM dan LPG, CPE, impor BBM dan LPG, impor minyak bumi, *Domestic Market Obligation* (DMO) gas dan batubara, pencapaian bauran energi, cadangan dan sumber daya migas dan cadangan dan sumber daya batubara. Aspek *Acceptability* didefinisikan sebagai penerimaan masyarakat terhadap energi yang ramah lingkungan. Ada 3 indikator yang digunakan, yaitu efisiensi energi, peranan energi baru terbarukan (EBT) dan emisi gas rumah kaca (GRK).

Penilaian Ketahanan Energi Indonesia tahun 2019 menggunakan metodologi yang sama dengan tahun 2014 dalam hal indikator dan pembobotan. Tidak adanya perbedaan antara indikator dan pembobotan dalam penilaian ketahanan energi tahun 2014 sampai 2019, maka diharapkan dapat terlihat tren perubahan nilai indikator selama 5 tahun terakhir. Pemutakhiran nilai indikator ketahanan energi nasional berdasarkan *expert judgement* melalui pengisian kuesioner yang memuat data kondisi keenergian periode 2014-2018 (Penilaian Ketahanan Energi Nasional tahun 2019 menggunakan data tahun 2018). Empat puluh enam (46) responden yang dipilih untuk mengisi kuesioner merupakan pakar atau pejabat yang telah memiliki pengalaman di sektor energi dan mengetahui perkembangan kebijakan energi saat ini. Total responden yang memberi penilaian yang berasal dari 28 unsur pemerintah seperti pejabat di lingkungan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) dan kementerian/lembaga dan 18 non-pemerintah seperti anggota DEN unsur pemangku kepentingan, pejabat di badan usaha sektor energi, universitas dan lembaga/organisasi yang terkait.

Skala hasil penilaian Ketahanan Energi Indonesia terbentang dari 0 sampai 10 yang terbagi menjadi lima tingkatan kondisi, yaitu:

- "Sangat Tahan" (Nilai 8 - 10) dengan pertimbangan nilai indikator masing-masing aspek semakin membaik secara signifikan dalam 2 tahun terakhir.
- "Tahan" (Nilai 6 - 7, 99) dengan pertimbangan nilai indikator masing-masing aspek membaik dalam 2 tahun terakhir.
- "Kurang Tahan" (Nilai 4 - 5,99) dengan pertimbangan nilai indikator masing-masing aspek agak membaik dalam 2 tahun terakhir.
- "Rentan" (Nilai 2 - 3,99) dengan pertimbangan nilai indikator masing-masing aspek tidak membaik dalam 2 tahun terakhir.
- "Sangat Rentan" (Nilai 0 - 1,99) dengan pertimbangan belum ada regulasi atau kebijakan yang mendukung dalam 2 tahun terakhir.

Hasil pengisian kuesioner Ketahanan Energi Indonesia periode 2014-2018 menunjukkan nilai 6,16 (tahun 2014), 6,38 (tahun 2016), 6,40 (tahun 2017) dan 6,44 (tahun 2018). Perkembangan nilai Ketahanan Energi Indonesia tersebut menunjukkan adanya kecenderungan meningkat dan dalam tingkat kondisi **"tahan."** Walaupun sebagian besar nilai indikator keempat aspek tersebut menunjukkan kecenderungan meningkat dengan tingkat kondisi tahan, namun ada beberapa indikator pada aspek ketersediaan energi yang nilainya cenderung menurun dengan tingkat kondisi **"kurang tahan"**, seperti cadangan BBM dan LPG nasional, cadangan dan sumber daya migas, impor BBM dan LPG, dan impor minyak bumi. Akibatnya meskipun tren nilai aspek ketersediaan energi sedikit meningkat namun kondisinya berada pada tingkat kurang tahan, dan untuk indikator Cadangan Penyangga Energi (CPE) masih dalam kondisi **"rentan"**. Sementara itu, pada aspek ramah lingkungan meskipun trennya meningkat dan kondisinya berada pada tingkat tahan, namun terdapat indikator peran energi baru terbarukan yang meskipun tren nilainya meningkat namun berada pada tingkat kondisi **"kurang tahan".** Demikian juga aspek kemampuan akses menunjukkan tren naik dan dalam tingkat kondisi tahan pada 2016 sampai 2018. Selain itu, masih terdapat 2 nilai indikator yang menurun dengan tingkat kondisi kurang tahan, yaitu pelayanan distribusi gas bumi dan penyediaan BBM dan LPG.

Hasil penilaian tersebut diharapkan dapat menjadi masukan dalam mengidentifikasi penyebab berbagai permasalahan yang menghambat penyediaan energi nasional dan merumuskan langkah-langkah penyelesaian yang diperlukan guna perbaikan dan terjaminnya ketahanan energi Indonesia.

DAFTAR ISI

DAFTAR GAMBAR

DAFTAR TABEL

Bab 1. Metodologi Penilaian

1.1 Latar Belakang

Ketahanan Energi menurut Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) didefinisikan sebagai suatu kondisi terjaminnya ketersediaan energi dan akses masyarakat terhadap energi pada harga yang terjangkau dalam jangka panjang dengan tetap memperhatikan perlindungan terhadap lingkungan hidup.

Kondisi ketahanan energi bersifat dinamis yang dipengaruhi oleh berbagai faktor lingkungan strategis baik internal maupun eksternal, antara lain perkembangan kebutuhan dan pasokan energi, investasi pembangunan infrastruktur energi, dan dampak kebijakan dan regulasi sektor energi dan lintas sektor terkait. Dengan demikian, dinamika kondisi ketahanan energi tersebut perlu dilakukan pemantauan secara berkala untuk mengidentifikasi arah perubahan pembangunan sektor energi dalam rangka menjamin keberlanjutan penyediaan dan pemanfaatan energi, mendukung peningkatan nilai tambah pemanfaatan energi bagi perekonomian nasional serta kesejahteraan rakyat, menuju sasaran dan target yang telah ditetapkan dalam KEN.

Hasil penilaian tingkat ketahanan energi Indonesia diharapkan dapat menjadi referensi bagi Pemerintah dan pemangku kepentingan lainnya dalam memperoleh gambaran secara kuantitaf pencapaian KEN sebagaimana ditetapkan dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014. Tujuan penilaian ini akan menjadi masukan dalam penyelesaian berbagai permasalahan energi dan untuk merumuskan langkah-langkah yang diperlukan guna perbaikan terjaminnya ketahanan energi.

1.2 Model Ketahanan Energi

Pada periode 2015 - 2019, pendekatan model ketahanan energi Indonesia ditinjau dari lingkup 4 aspek (seperti model ketahanan energi tahun 2014) yang saling terkait dan berpengaruh, yaitu aspek ketersediaan (*availability*), kemampuan akses (*accessibility*), keterjangkauan (*affordability*) dan penerimaan masyarakat (*acceptability*) sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 1. Berdasarkan nilai ketahanan energi tersebut dapat diukur tingkat kemampuan untuk menjamin ketersediaan energi primer dari sisi suplai energi, memenuhi kebutuhan energi masyarakat melalui penyediaan infrastruktur energi untuk menyalurkan dan melayani energi ke masyarakat dan harga keekonomian energi dari sisi produsen dan keterjangkauan harga dari sisi konsumen serta meningkatkan pemanfaatan energi baru dan terbarukan yang berkelanjutan dan ramah lingkungan.

Indikator ketahanan energi pada masing-masing aspek digunakan sebagai variabel untuk mengukur tingkat ketahanan energi. Struktur dan pembobotan kedua puluh indikator pada masing-masing aspek ditunjukkan pada Gambar 2. Definisi aspek dan indikator yang mempengaruhi pada masing-



Sumber: Setjen DEN, 2018

Gambar 1. Model Ketahanan Energi.

Aspek *affordability* adalah keterjangkauan konsumen terhadap harga energi. Aspek ini memiliki 4 indikator, yaitu produktivitas energi, harga BBM dan LPG, harga listrik dan harga gas bumi. Masing-masing indikator tersebut memiliki parameter yang berpengaruh dan dapat digunakan sebagai pertimbangan dalam menilai indikator tersebut seperti pada Tabel 1.

Tabel 1. Indikator dan Parameter dari Aspek *Affordability* (Harga Terjangkau).

NO	INDIKATOR	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN
1	PRODUKTIVITAS ENERGI	- Peningkatan produk domestik bruto (PDB) melebihi peningkatan penggunaan energi primer. Semakin tinggi nilai produktivitas energi menunjukkan tingkat utilitas energi yang semakin baik dan efisien.
2	HARGA BBM DAN LPG	- Harga jual BBM dan LPG mengandung maksimal 20% subsidi
3	HARGA LISTRIK	- Tarif Tenaga Listrik (TTL) mencerminkan BPP dan margin usaha - Penerapan harga listrik regional
4	HARGA GAS BUMI	- Harga jual gas bumi minimal sama dengan harga keekonomian lapangan (berdasarkan POD)

Aspek *accessibility* adalah kemampuan akses energi dan sumber energi secara handal dan sesuai kebutuhan kedepan. Aspek *accessibility* ini berkaitan dengan infrastruktur energi untuk mendukung

bumi. Masing-masing indikator tersebut memiliki parameter yang berpengaruh dan dapat digunakan sebagai pertimbangan dalam menilai indikator tersebut seperti pada Tabel 2.

Tabel 2. Indikator dan Parameter dari Aspek *Accessibility* (Kemampuan Akses ke Masyarakat).

NO	INDIKATOR	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN
1	PENYEDIAAN BBM dan LPG	- Kemampuan produksi kilang BBM dan LPG memenuhi 100% kebutuhan domestik - Kapasitas Penyimpanan BBM dan LPG mampu menyimpan 30 hari konsumsi - Transportasi distribusi BBM 30% menggunakan jalur pipa
2	PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK	- Pertumbuhan kapasitas pembangkit lebih besar dari kebutuhan - Interkoneksi sistem pembangkit dan jaringan - Neraca daya tidak defisit dan reserve margin sedikitnya 20% - Rasio Elektrifikasi 100%, losses jaringan < 10% - Stok sumber energi primer pada pembangkit minimal 20 hari konsumsi pembangkit
3	PELAYANAN LISTRIK	- SAIDI 4 jam per pelanggan per tahun - SAIFI 3 kali per pelanggan per tahun
4	PENYEDIAAN GAS BUMI	- *Existing* dan *Project Supply* dapat memenuhi paling sedikit 20% diatas kebutuhan (*contracted* dan *commited*)
5	PELAYANAN DISTRIBUSI GAS BUMI	- Gangguan pasokan gas bumi domestik: - *Unplanned shut down* lebih dari 30 hari dalam setahun - Infrastruktur gas bumi belum tersedia namun pasokan tersedia atau kebalikannya - Realisasi proyek hulu tertunda

Aspek *availability* adalah ketersediaan energi dan sumber energi yang cukup di dalam negeri. Aspek ini dinilai dari 8 indikator, yaitu cadangan BBM dan LPG, cadangan penyangga energi, impor BBM dan LPG, impor minyak bumi, *Domestic Market Obligation* (DMO) gas dan batubara, pencapaian bauran energi, cadangan dan sumber daya migas dan cadangan dan sumber daya batubara. Masing-masing indikator tersebut memiliki parameter yang berpengaruh dan dapat digunakan sebagai pertimbangan dalam menilai indikator tersebut seperti pada Tabel 3.

Tabel 3. Indikator dan Parameter dari Aspek *Availability* (Ketersediaan Energi).

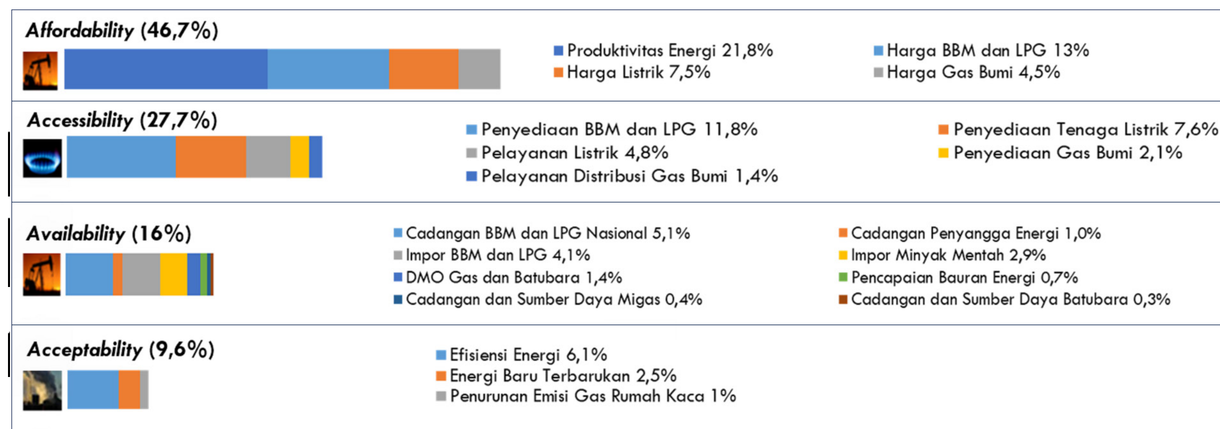
NO	INDIKATOR	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN
1	CADANGAN BBM & LPG	Cadangan BBM dan LPG 30 hari konsumsi
2	CPE	Cadangan Penyangga Energi 30 hari konsumsi
3	IMPOR BBM dan LPG	- Impor BBM dan LPG kurang dari 30% kebutuhan domestic - Rasio Herfindahl-Hirschman Index (HHI) sumber impor BBM dan LPG ≤ 0,25
4	IMPOR MINYAK BUMI	- Kebutuhan intake kilang untuk minyak bumi 100% diharapkan terpenuhi dari dalam negeri - Rasio HHI sumber impor minyak bumi ≤ 0,25
5	DMO GAS DAN BATUBARA	- Pemenuhan gas bumi untuk domestik 60% dari produksi nasional - Pemenuhan batubara untuk domestik 40% dari produksi nasional (RUEN)
6	PENCAPAIAN BAURAN ENERGI	- Target bauran energi pada tahun 2025: minyak bumi 25%, batubara 30%, gas bumi 22% dan EBT 23%.
7	CADANGAN DAN SUMBER DAYA MIGAS	- Cadangan terbukti minyak bumi minimal 15 tahun; Cadangan terbukti gas minimal 40 tahun - *Reserve Replacement Ratio* (RRR) minyak bumi >1; *Reserve Replacement Ratio* (RRR) gas bumi >1
8	CADANGAN DAN SUMBER DAYA BATUBARA	Cadangan terbukti batubara minimal untuk kebutuhan 25 tahun ke depan; Adanya WPN

Aspek *acceptability* adalah penerimaan masyarakat terhadap energi yang ramah lingkungan. Ada 3 indikator yang digunakan untuk menilai, yaitu efisiensi energi, peranan energi baru terbarukan (EBT) dan emisi gas rumah kaca (GRK). Masing-masing indikator tersebut memiliki parameter yang berpengaruh dan dapat digunakan sebagai pertimbangan dalam menilai indikator tersebut seperti pada Tabel 4.

Tabel 4. Indikator dan Parameter dari Aspek *Acceptability* (Ramah Lingkungan).

NO	INDIKATOR	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN
1	EFISIENSI ENERGI	- Elastisistas Energi < 1 - Intensitas Energi turun 1% per tahun
2	PERANAN EBT	Target EBT dalam bauran energi 23% tahun 2025
3	PENURUNAN EMISI GAS RUMAH KACA	Target penurunan emisi GRK 2030 sektor energi: penurunan 11% (314 juta ton CO2e) atau 14% (398 juta ton CO2e) dengan bantuan negara maju

Model ketahanan energi tahun 2019 menggunakan model ketahanan energi Indonesia tahun 2014 dalam hal indikator dan pembobotannya. Penggunaan model yang sama dalam penilaian tahun 2019 dimaksud agar dapat menggambarkan tren perubahan tingkat ketahanan energi Indonesia dalam 5 tahun terakhir. Bobot indikator ketahanan energi dapat dilihat pada Gambar 2.



Sumber: Setjen DEN, 2018

Gambar 2. Struktur dan Pembobotan Indikator Ketahanan Energi.

1.3 Metode Penilaian

Dalam metode penilaian ketahanan energi tersebut masih terdapat beberapa keterbatasan, antara lain hanya mencerminkan kondisi secara nasional dan belum mempertimbangkan ketahanan energi dalam jangka panjang serta tahun penilaian indikator periode 2015 - 2019 dilakukan berdasarkan masing- masing kondisi parameter keenergian tahun sebelumnya selama periode 2014 - 2018.

Dalam penentuan dan pembobotan keempat aspek yang memuat 20 indikator ketahanan energi tersebut berdasarkan *expert judgement*, yang telah melibatkan anggota DEN periode 2009 - 2014 dengan menggunakan metode *Analytical Hierarchy Proccess* (AHP). Sedangkan, dalam pemutakhiran nilai ketahanan energi Indonesia periode 2015 - 2019 dilakukan berdasarkan *expert judgement* dari 46 responden yang dipilih sebagai penilai, melalui kuesioner penilaian indikator ketahanan energi yang dikirimkan ke 118 responden atau sekitar 40% yang terdiri dari 28 unsur pemerintah dan 18 unsur non-pemerintah. Responden tersebut ditentukan sesuai dengan pengalaman keahlian/ kepakaran/keprofesionalan di bidang energi dan mengetahui perkembangan kebijakan energi sampai saat ini. Responden tersebut berasal dari anggota DEN, kementerian/lembaga terkait dan pakar energi dari berbagai institusi perguruan tinggi dan lembaga penelitian. Selanjutnya, hasil penilaian 46 responden tersebut diolah dengan metode statististik deskriptif sehingga diperoleh nilai masing-masing aspek, indikator, dan tingkat ketahanan energi periode 2015 - 2019.

Skala penilaian 0 - 10 dengan klasifikasi tingkatan kondisi ketahanan sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5 dengan penjelasan berikut ini.

Tabel 5. Skala Penilaian.

KLASIFIKASI PENILAIAN	SKALA NILAI/ WARNA
Sangat Tahan (*Highly Resilience*)	8 - 10
Tahan (*Resilience*)	6 - 7,99
Kurang Tahan (*Less Resilience*)	4 - 5,99
Rentan (*Vulnerable*)	2 - 3,99
Sangat Rentan (*Highly Vulnerable*)	0 - 1,99

Sumber: Setjen DEN, 2018

Secara garis besar, penilaian tingkat ketahanan energi untuk mengevaluasi implementasi kebijakan dan capaian target dan sasaran program Pemerintah di sektor energi dalam rangka meningkatkan pengelolaan penyediaan dan pemanfaatan energi yang mandiri, berkeadilan, dan berkelanjutan. Pendekatan kriteria penentuan skala nilai ketahanan energi tersebut diklasifikasikan menjadi 4 tingkatan kondisi, sebagai berikut:

- **Sangat Tahan** (8 - 10) dengan pertimbangan parameter yang mempengaruhi indikator tersebut dapat mencapai atau melebihi kondisi parameter yang diharapkan. Parameter tersebut menunjukkan perkembangan kondisi keenergian yang dipengaruhi oleh lingkungan strategis baik internal maupun eksternal makin membaik secara signifikan dalam 2 tahun terakhir, berupa:
  - Implementasi dan dukungan berbagai kebijakan dan regulasi teknis sektor ESDM dan lintas sektor yang komprehensif dan terintegrasi.
  - Program Pemerintah terkait sektor ESDM dan lintas sektor terealisasi sesuai/melebihi target.
  - Kondisi saat ini aman (semua gangguan teratasi) dan diperkirakan *sustainable* dalam jangka panjang (>10 tahun).
- **Tahan** (6 - 7,99) dengan pertimbangan parameter yang mempengaruhi indikator tersebut hampir mencapai kondisi parameter yang diharapkan. Parameter tersebut menunjukkan kondisi keenergian yang dipengaruhi oleh lingkungan strategis baik internal maupun eksternal membaik dalam 2 tahun terakhir, berupa:
  - Implementasi dan dukungan berbagai kebijakan dan regulasi teknis sektor ESDM dan lintas sektor yang mulai komprehensif dan terintegrasi.
  - Program Pemerintah terkait sektor ESDM dan lintas sektor terealisasi hampir mencapai target.
  - Kondisi saat ini aman dan diperkirakan *sustainable* dalam jangka menengah (<10 tahun).
- **Kurang Tahan** (4 - 5,99) dengan pertimbangan parameter yang mempengaruhi indikator tersebut kurang mencapai kondisi parameter yang diharapkan. Parameter tersebut menunjukkan kondisi keenergian yang dipengaruhi oleh lingkungan strategis baik internal maupun eksternal belum membaik dalam 2 tahun terakhir, berupa:

- Implementasi dan dukungan berbagai kebijakan dan regulasi teknis sektor ESDM dan lintas sektor yang belum komprehensif dan terintegrasi.
- Program Pemerintah terkait sektor ESDM dan lintas sektor terealisasi namun tidak mencapai target.
- Kondisi saat ini cukup aman namun perlu mendapat perhatian khusus (*early warning*) terhadap potensi kerentanan dalam jangka menengah (< 10 tahun).

• **Rentan** (2 - 3,99) dengan pertimbangan parameter yang mempengaruhi indikator tersebut tidak mencapai kondisi parameter yang diharapkan. Parameter tersebut menunjukkan kondisi keenergian yang dipengaruhi oleh lingkungan strategis baik internal maupun eksternal tidak membaik dalam 2 tahun terakhir, berupa:

- Implementasi dan dukungan berbagai kebijakan dan regulasi teknis sektor ESDM dan lintas sektor yang tidak komprehensif dan terintegrasi (seperti tidak kondusif, konflik antar sektor).
- Program Pemerintah terkait sektor ESDM dan lintas sektor tidak terealisasi sesuai target.
- Kondisi saat ini tidak aman dan sangat perlu dilakukan tindakan penanggulangan dalam jangka pendek (<5 tahun).

• **Sangat Rentan** (0 - 1,99) dengan pertimbangan parameter yang mempengaruhi indikator tersebut belum ada. Parameter tersebut menunjukkan kondisi keenergian yang dipengaruhi oleh lingkungan strategis baik internal maupun eksternal tidak terbangun dalam 2 tahun terakhir, berupa:

- Belum ada kebijakan dan regulasi terkait pengelolaan energi lintas sektor.
- Belum ada Program Pemerintah untuk mendukung Ketahanan Energi.

Setiap indikator dinilai dengan mempertimbangkan parameter yang mempengaruhinya berupa data statistik yang disajikan sesuai kondisi tahun sebelumnya untuk menilai data tahun berjalan yang dinilai ketahanan energinya. Data dan informasi di dalam buku ini menggunakan data yang bersumber dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), Kementerian Keuangan, Badan Pusat Statistik (BPS), PT. Pertamina (Persero), PT. PLN (Persero) dan sumber lainnya.

Penilai dapat mempertimbangkan dukungan data parameter yang telah tersedia pada kuesioner untuk menggambarkan kondisi keenergian yang mempengaruhi setiap indikator ketahanan energi. Misalnya, untuk menilai ketahanan energi tahun 2019 menggunakan data tahun 2018, 2018 menggunakan data tahun 2017, tahun 2017 menggunakan data tahun 2016, tahun 2016 menggunakan data tahun 2015 dan tahun 2015 menggunakan data tahun 2014. Namun demikian, penilai juga dapat melakukan penilaian sesuai dengan keahlian/kepakaran/profesional (*expert judgement*) terhadap kondisi keenergian pada saat itu. Berdasarkan *expert judgement* tersebut diperoleh nilai indikator dari hasil perbandingan masing-masing parameter antara capaian kondisi selama periode 2014 - 2019 dengan kondisi parameter yang diharapkan.

Bab 2. Kondisi Energi Nasional

2.1 Kebijakan Energi Nasional

Arah Kebijakan Energi Nasional (KEN) Indonesia ke depan tertuang dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional menggantikan Peraturan Presiden Nomor 05 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional. KEN disusun sebagai pedoman pengelolaan energi nasional dalam rangka mewujudkan kemandirian energi dan ketahanan energi Indonesia untuk mendukung pembangunan nasional berkelanjutan.

Kebijakan utama yang tertuang dalam KEN adalah sebagai berikut.

1. **Ketersediaan energi untuk kebutuhan nasional**, meningkatkan ketersediaan sumber energi dalam negeri dengan cara meningkatkan eksplorasi, meningkatkan produksi energi dan sumber energi domestik dan/atau sumber energi dari negera lain/impor serta mengurangi ekspor energi fosil secara bertahap.
2. **Prioritas pengembangan energi**, mengutamakan penyediaan energi dari sumber energi setempat bagi masyarakat yang belum memiliki akses terhadap energi serta mempertimbangkan keseimbangan keekonomian energi, keamanan pasokan energi dan pelestarian fungsi lingkungan hidup.
3. **Pemanfaatan sumber energi nasiona**l dengan strategi **pemanfaatan EBT** lebih diutamakan dalam setiap sektor.
4. **Cadangan energi nasional**, untuk menjamin ketahanan energi Indonesia.

Untuk mencapai target KEN, diamanatkan juga **Kebijakan Pendukung** sebagai berikut.

1. Konservasi energi, konservasi sumber daya energi dan diversifikasi energi.
2. Lingkungan hidup dan keselamatan.
3. Harga, subsidi dan insentif energi.
4. Infrastruktur dan akses untuk masyarakat terhadap energi dan industri energi.
5. Penelitian, pengembangan dan penerapan teknologi energi.
6. Kelembagaan dan pendanaan.

Langkah-langkah untuk mencapai tujuan dari KEN dijabarkan dalam **Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)** sebagaimana telah ditetapkan dalam Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 22 Tahun 2017. RUEN ini tidak hanya wajib dilaksanakan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, namun juga Kementerian dan Lembaga pemerintah lainnya yang memiliki peran dan tanggung jawab untuk mewujudkan ketahanan dan kemandirian energi nasional.

KEN dilaksanakan untuk periode jangka panjang, hingga tahun 2050. Sasaran dan Target KEN akan dicapai secara bertahap pada tahun 2025 dan tahun 2050. Pada Tabel 6 ditunjukkan masing-masing sasaran KEN dan target bauran energi primer.

KEN memproyeksikan penyediaan energi primer akan mencapai 400 *million tonnes of oil equivalent* (MTOE) pada tahun 2025, 480 MTOE tahun 2030 dan 1.000 MTOE pada tahun 2050. KEN akan mendorong pengurangan penggunaan Bahan Bakar Minyak (BBM) dalam negeri dengan cara meningkatkan pemanfaatan batubara dan EBT sebagai sumber energi pembangkit listrik. Sedangkan produksi gas bumi diharapkan akan meningkat menjadi 88 MTOE tahun 2025 dan 240 MTOE tahun 2050. Rasio penggunaan Gas Rumah Tangga sebesar 85% sebagaimana Tabel 6, merupakan persentase Rumah Tangga yang menggunakan gas termasuk LPG. Pada tahun 2025 dan 2030, batubara diproyeksikan menjadi sumber energi utama dengan pangsa 30% tetapi kemudian ketergantungan energi fosil akan dikurangi. Penggantinya pada tahun 2050, EBT diharapkan menjadi sumber energi utama dengan porsi mencapai 31% sepanjang keekonomiannya terpenuhi.

Tabel 6. Sasaran KEN dan Target Bauran Energi.

NO	SASARAN KEN	SATUAN	2015	2020	2025	2050
1	Penyediaan Energi Primer	MTOE	t.t.	t.t.	>400	>1.000
2	Target Bauran Energi					
	a. EBT	%	t.t.	t.t.	>23	>31
	b. Minyak Bumi	%	t.t.	t.t.	<25	<20
	c. Batubara	%	t.t.	t.t.	>30	>25
	d. Gas Bumi	%	t.t.	t.t.	>22	>24
3	Penyediaan Pembangkit Tenaga Listrik	GW	t.t.	t.t.	>115	>430
4	Rasio Elektrifikasi	%	85	100		
5	Pemanfaatan Energi Primer Per Kapita	TOE	t.t.	t.t.	1,4	3,2
6	Pemanfaatan Listrik Per Kapita	KWh	t.t.	t.t.	2.500	7.000
7	Elastisitas Energi		t.t.	t.t.	<1	
8	Penurunan Intensitas Energi Final	%	1% per tahun			
9	Rasio Penggunaan Gas Rumah Tangga	%	85	t.t.	t.t.	t.t.

Sumber: Diolah dari Data Perpres Nomor 79/2014 tentang KEN

2.2 Bauran Energi

Capaian nilai Bauran Energi Primer Nasional (BEPN) tahun 2018 diperoleh melalui perhitungan yang terkoordinasi antar instansi yang terlibat dan bertanggung jawab atas pengelolaan dan penyusunan regulasi terkait Bauran Energi Primer. Hal ini dilakukan mengingat terdapat perbedaan yang cukup signifikan atas hasil perhitungan sebelumnya. Tujuan perhitungan secara integratif dan komprehensif yang dilakukan di Sekretariat DEN pada 10 – 11 Maret 2019 dan Pusat Data dan Teknologi Informasi (Pusdatin) KESDM pada 31 Mei 2019 adalah sebagai berikut.

- Mengkoordinasikan hasil perhitungan bauran energi primer 2018 di lingkungan KESDM dan Lintas K/L.
- Sebagai asumsi untuk menentukan langkah-langkah dan upaya capaian bauran energi primer khususnya EBT yang lebih tinggi pada tahun-tahun berikutnya, khususnya tahun 2019.
- Mengkoordinasikan penggunaan metode perhitungan dan assumsi yang digunakan, yaitu *Capacity Factor* (CF) dan Efisiensi Pembangkit.
- Menentukan jenis PLT EBT baik *ongrid* maupun *offgrid* yang akan dihitung pada bauran energi primer.

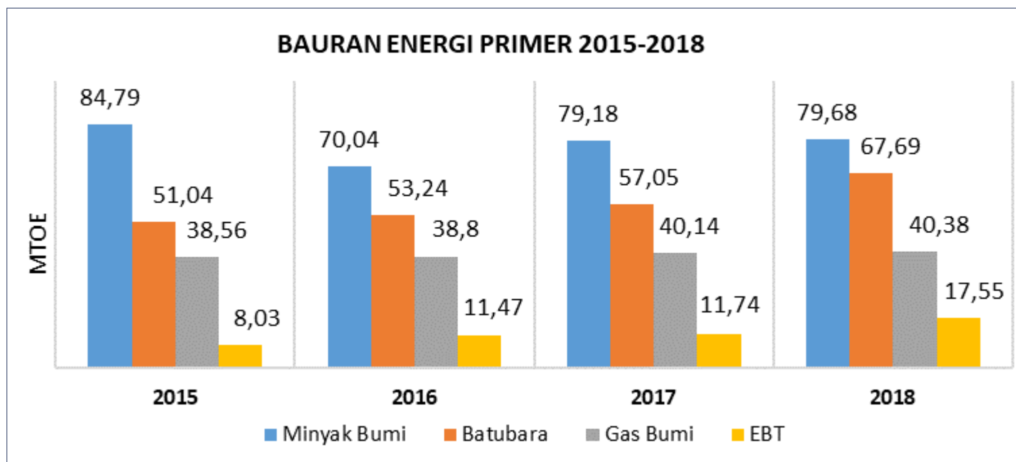
Hasil perhitungan secara integratif dan komprehensif menunjukkan total bauran energi primer nasional tahun 2018 mencapai 205,30 MTOE atau naik 9,14% dibandingkan tahun 2017 yang besarnya 188,11 MTOE. Kenaikan cukup signifikan terjadi pada EBT dimana tahun 2018 mencapai 17,55 MTOE (8,55% total bauran energi primer tahun 2018) dibandingkan tahun 2017 yang besarnya 11,74 MTOE (6,24% total bauran energi primer tahun 2017), atau dengan kata lain pemanfaatan EBT tahun 2018 mengalami kenaikan sebesar 49,49% dibandingkan tahun 2017.

Secara keseluruhan komposisi bauran energi primer periode 2015 sampai 2018 menunjukkan kenaikan untuk EBT. Pada saat yang sama penggunaan sumber energi fosil (minyak dan gas bumi) mengalami penurunan kecuali batubara yang mengalami peningkatan (Tabel 7 dan Gambar 3).

Tabel 7. Bauran Energi Primer 2015 - 2018.

ENERGI PRIMER	2015		2016		2017		2018	
	MTOE	%	MTOE	%	MTOE	%	MTOE	%
Minyak Bumi	84,79	46,48	70,04	40,36	79,18	42,09	79,68	38,81
Batubara	51,04	27,98	53,24	30,68	57,05	30,33	67,69	32,97
Gas Bumi	38,56	21,14	38,80	22,35	40,14	21,34	40,38	19,67
EBT	8,03	4,40	11,47	6,61	11,74	6,24	17,55	8,55
Total	182,42	100	173,55	100	188,11	100	205,30	100

*Sumber: *) Perhitungan dari data Pusdatin ESDM Mei, 2019*

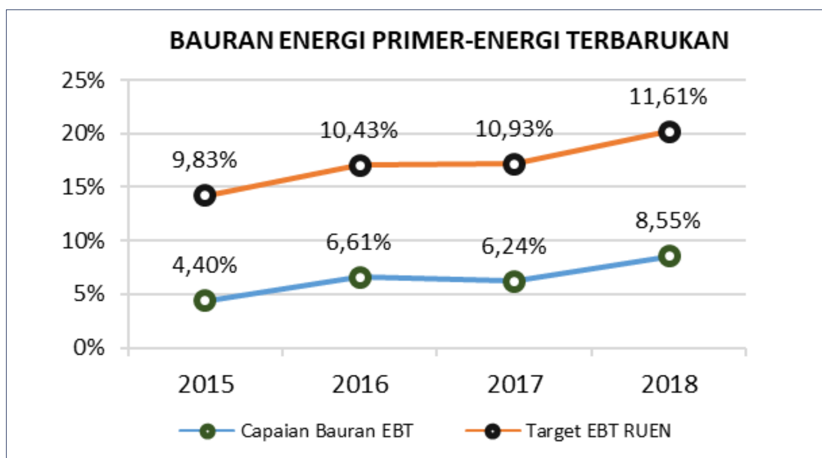


*Sumber: *) Perhitungan Setjen DEN April 2019 dari data Pusdatin ESDM Mei 2019*

Gambar 3. Bauran Energi Primer 2015 - 2018 (dalam MTOE).

Bauran energi minyak bumi menurun dari 46,48% tahun 2015 menjadi 38,81% tahun 2018. Bauran gas bumi turun dari 21,14% tahun 2015 menjadi 19,67% tahun 2018. Adapun bauran batubara mengalami kenaikan dari 27,98% tahun 2015 menjadi 32,97% tahun 2018.

Hal yang menggembirakan adalah pemanfaatan sumber daya EBT mengalami kenaikan yang cukup signifikan dari 6,24% pada tahun 2017 menjadi 8,55% pada tahun 2018 (Gambar 4). Apabila penggunaan batubara dapat dikendalikan dengan mempertahankan tingkat produksi dan penggunaan domestik sama seperti tahun 2017, moratorium PLTU batubara di Pulau Jawa tetap dilaksanakan dan pembangunan PLTU batubara diarahkan di luar Pulau Jawa, maka besar bauran EBT akan lebih tinggi. Di samping itu upaya peningkatan investasi dan percepatan penyelesaian proyek-proyek pembangkit yang menggunakan EBT akan dapat meningkatkan peran EBT dan pencapaian bauran EBT 23% pada tahun 2025.



*Sumber: *) Perhitungan Setjen DEN April 2019 dari data Pusdatin ESDM Mei 2019 & RUEN 2015 - 2050*

Gambar 4. Tren Capaian Bauran EBT dibandingkan Target RUEN.

Dengan menggunakan data tahun sebelumnya pada penilaian, maka nilai tahun 2019 mengalami penurunan akibat pada tahun 2017 terjadi penurunan persentase bauran EBT (Tabel 8).

Tabel 8. Nilai Indikator Pencapaian Bauran Energi.

INDIKATOR (Aspek III Nomor 15)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
PENCAPAIAN BAURAN ENERGI	Target bauran energi pada tahun 2025 minyak bumi 25%, batubara 30%, gas bumi 22% dan EBT 23%.	6,00	6,12	6,32	5,98

2.3 Efisiensi Energi

Elastisitas Energi adalah perbandingan antara pertumbuhan konsumsi energi dengan pertumbuhan ekonomi. Elastisitas energi semakin rendah menunjukan pemakaian energi semakin efisien. Sedangkan, Intensitas Energi adalah jumlah energi yang dibutuhkan untuk mendapatkan per satu satuan produk domestik bruto (PDB) atau setara barel minyak SBM/miliar rupiah. Intensitas energi merupakan indikator ekonomi makro untuk efisiensi energi. Intensitas energi yang semakin menurun seiring dengan kenaikan PDB menunjukkan penggunaan energi menjadi lebih efisien.

Indikator efisiensi energi dapat dinilai dengan mempertimbangkan kondisi parameter, antara lain elastisistas energi kurang dari 1 (<1) dan intensitas energi turun 1% per tahun. Perkembangan kondisi parameter tersebut ditunjukkan pada Tabel 9, dengan penjelasan bagian berikut ini.

Pada 2014, elastisitas energi primer sekitar 0,34 dengan intensitas energi primer sebesar 1,45 BOE/Rp Juta dan penurunan intensitas dari tahun sebelumnya sekitar 3,1%. Untuk elastisitas konsumsi listrik masih sekitar 1,19 dengan pertumbuhan konsumsi listrik sebesar 5,95%.

Pada 2015, elastisitas energi primer sekitar 0,03 dengan intensitas energi primer sebesar 1,38 BOE/Rp Juta dan penurunan intensitas dari tahun sebelumnya sekitar 4,5%. Untuk elastisitas konsumsi listrik masih sekitar 0,44 dengan pertumbuhan konsumsi listrik sebesar 2,14%.

Pada 2016, elastisitas energi primer sekitar 0,08 dengan intensitas energi primer sebesar 1,32 BOE/Rp Juta dan penurunan intensitas dari tahun sebelumnya sekitar 4,6%. Untuk elastisitas konsumsi listrik masih sekitar 1,29 dengan pertumbuhan konsumsi listrik sebesar 6,49%.

Pada 2017, elastisitas energi primer sekitar 1,5 dengan intensitas energi primer sebesar 1,35 BOE/Rp Juta dan peningkatan intensitas dari tahun sebelumnya sekitar 2,3%. Untuk elastisitas konsumsi listrik masih sekitar 0,65 dengan pertumbuhan konsumsi listrik sebesar 3,3%.

Pada 2018, elastisitas energi primer sekitar 1,76 dengan intensitas energi primer sebesar 1,40 BOE/Rp Juta dan meningkat dibandingkan dengan tahun sebelumnya. Untuk elastisitas konsumsi listrik masih sekitar 5,10 dengan pertumbuhan konsumsi listrik sebesar 26,4%.

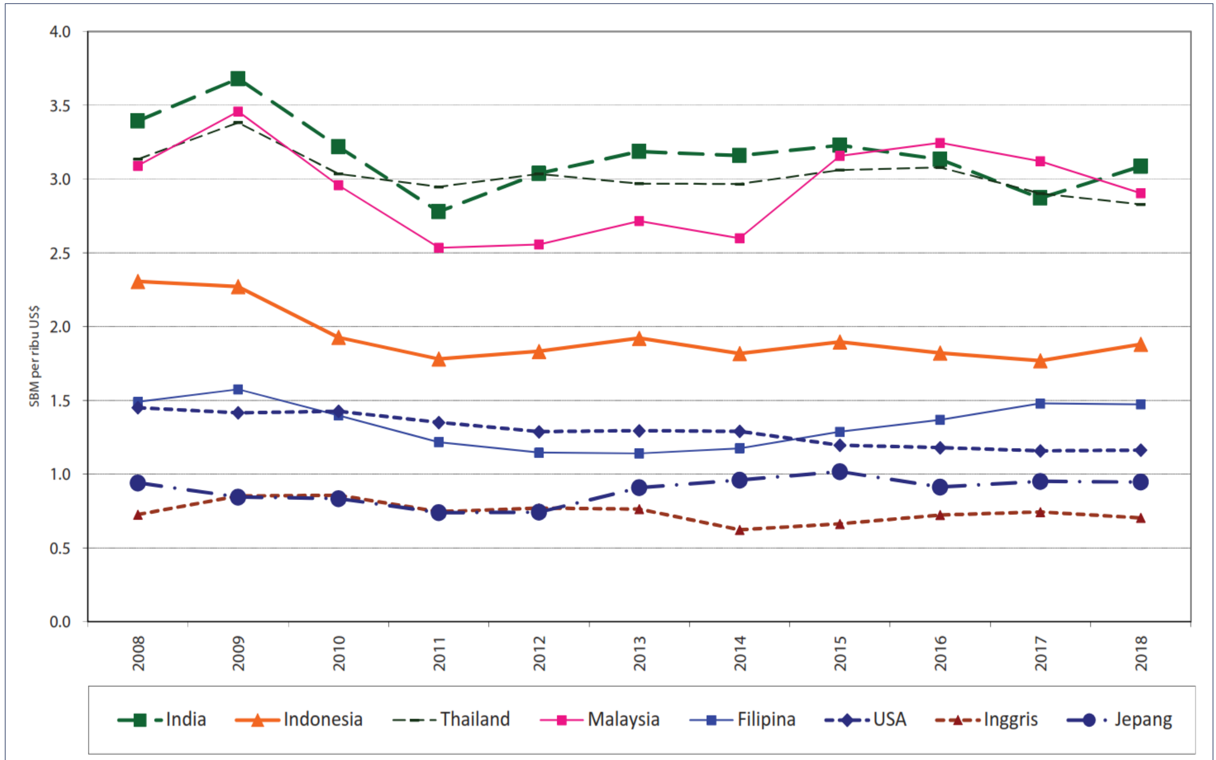
Tabel 9. Data Parameter untuk Indikator Efisiensi Energi.

PARAMETER	UNIT	TAHUN DATA					KETERANGAN
		2014	2015	2016	2017	2018*	
Intensitas Energi Primer	BOE/ribu USD	1,46	1,48	1,35	1,32	1,40	Pasokan Energi Primer terhadap PDB
	BOE/juta Rupiah	1,45	1,38	1,32	1,35	1,40	
PDB USD	Miliar Dollar	849.7	835.5	923.4	1015.54	1042,12	* sumber data dari worldbank & HEESI Pusdatin
PDB Harga Konstan 2000	Triliun Rupiah	8565	8982	9433	9,913	10.425*	
Pertumbuhan Ekonomi	%	5,01	4,88	5,02	5,07	5,17	(PDB Tahun n – PDB Tahun (n-1)) /PDB Tahun (n-1) * 100%
Pasokan Energi Primer	Ribu BOE	1.241.900	1.243.912	1.248.942	1.343.651	1.466.071	Angka update (HEESI 2018)
	Ribu TOE	173.866	174.148	174.852	188.186	205.250	
Pertumbuhan Penyediaan Energi Primer	%	1,71	0,16	0,40	7,6	9,0	(EP Tahun n – EPTahun (n-1))/ EP Tahun (n-1) * 100%
Konsumsi Listrik	GWh	198.602	202.846	216.004	223.134	281.976	
Pertumbuhan Konsumsi Listrik	%	5,95	2,14	6,49	3,3	26,4	(Konsumsi Tahun n – Konsumsi Tahun (n-1)) / Konsumsi Tahun (n-1) * 100%

Sumber: Diolah dari data BPS, PLN, HEESI, 2018 dan Word Bank
**atas dasar harga konstan 2010*

Data selama periode 2014 - 2018 menunjukkan bahwa rendahnya nilai elastisitas energi primer (<1) per tahun dan penurunan intensitas energi primer>1% dari tahun sebelumnya tidak berarti menunjukkan bahwa penggunaan energi primer sudah efisien karena sebagian besar pemanfaatannya belum digunakan sektor produktif yang dapat meningkatkan nilai tambah bagi perekonomian. Bila ditinjau dari rantai pemanfaatan energi dari hulu ke hilir, pasokan energi primer yang dominan seperti batubara digunakan terutama untuk bahan bakar pembangkit tenaga listrik dan minyak bumi sebagai intake kilang yang menghasilkan BBM. Selanjutnya, pemanfaatan BBM (pangsa lebih dari 40%) dan listrik (pangsa lebih dari 15%) masing-masing penggunaannya untuk BBM masih didominansi oleh sektor transportasi (pangsa lebih dari 40%) dan listrik masih sektor rumah tangga terbesar (pangsa lebih dari 40%). Sebagai gambaran, data elastisitas konsumsi listrik tahun 2016 tinggi sekitar 1,29 (>1) seiring dengan pertumbuhan ekonomi (5,02%) yang lebih rendah dari pertumbuhan konsumsi listrik (6,49%).

Pada Gambar 5. menunjukkan intensitas energi Indonesia dengan beberapa negara maju dan ASEAN periode 2000 - 2018. Perkembangan penurunan intensitas energi Indonesia cukup siginifikan selama sejak tahun 2001 - 2018. Saat ini intensitas Indonesia (kurang dari 2 BOE per ribu USD) masih lebih rendah dibandingkan dengan negara Malaysia, Thailand, dan India (lebih dari 2,5 BOE per ribu USD). Namun lebih tinggi bila dibandingkan dengan negara-negara maju seperti Amerika Serikat, Inggris, dan Jepang.



Sumber: Diolah dari Data BP Statistics, 2018

Gambar 5. Perbandingan Intensitas Energi Beberapa Negara.

Hasil penilaian indikator efisiensi energi berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai tahan (Tabel 10). Selama periode tiga tahun, tren nilai cukup meningkat, walaupun ada sedikit penurunan nilai tahun 2017. Hal ini kemungkinan disebabkan, seperti ditunjukkan pada data tahun 2015 dan 2016 bahwa tren peningkatan pertumbuhan ekonomi (0,14%) lebih kecil dari pada pertumbuhan penyediaan energi primer (0,24%) dan pertumbuhan konsumsi listrik (4,35%). Sedangkan, penurunan intensitas energi primer tahun 2016 (6,1%) lebih kecil dibandingkan tahun 2015 (6,5%). Sehingga tren peningkatan efisiensi energi tahun 2017 agak menurun bila dibandingkan tahun 2016.

Dengan semakin terbatasnya pasokan penyediaan energi terutama energi fosil untuk pemenuhan kebutuhan energi yang terus meningkat, penerapan *demand side management* dalam rangka meningkatkan efiensi energi perlu dilakukan lebih intensif dan konsisten secara bertahap melalui

penurunan elastisitas hingga kurang satu (<1) dan penurunan tingkat intensitas energi sekitar 1% persen per tahun seiring dengan kenaikan PDB.

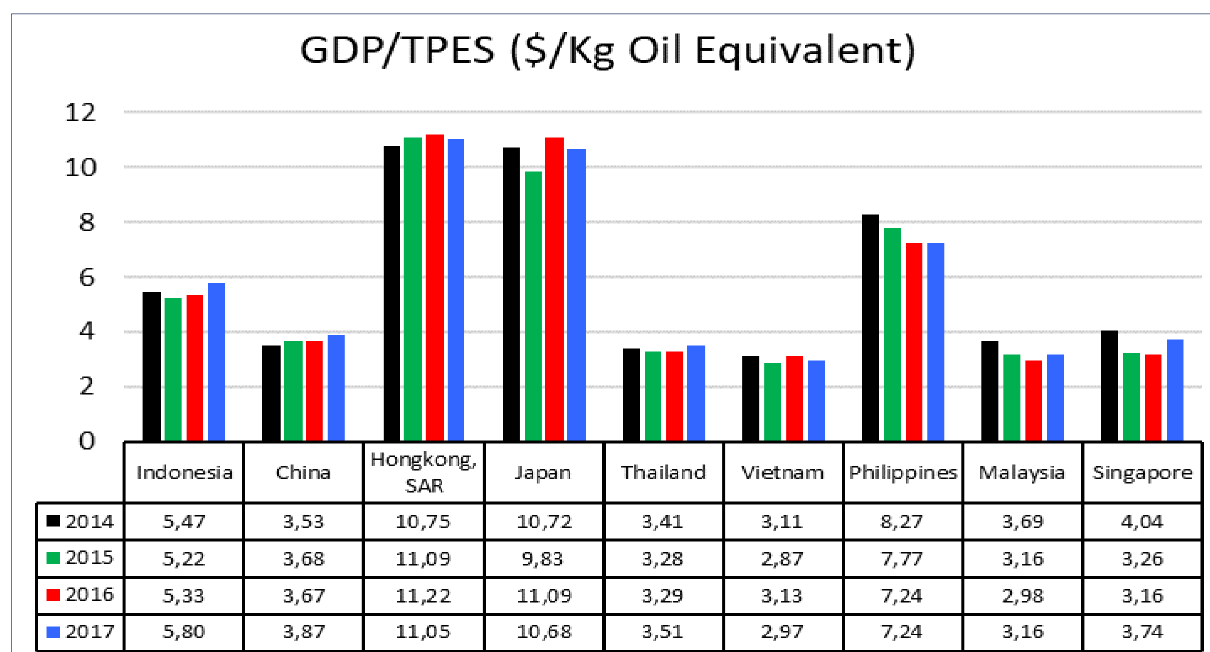
Tabel 10. Indikator Efisiensi Energi.

INDIKATOR (Aspek IV Nomor 18)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
EFISIENSI ENERGI	- Elastisistas Energi < 1 - Intensitas Energi turun 1% per tahun	6,51	6,84	6,74	6,79

Langkah Pemerintah dalam meningkatkan efisiensi energi salah satunya dengan kampanye hemat energi "Potong 10%". Kegiatan ini terus digaungkan melalui kegiatan pemberian label efisiensi energi, membentuk manajer dan auditor energi, penggunaan lampu hemat energi dan lainnya.

2.4 Produktivitas Energi

Produktivitas energi didefinisikan sebagai perbandingan antara produk domestik bruto (PDB) terhadap penggunaan energi primer. Semakin tinggi nilai produktivitas energi menggambarkan tingkat utilitas energi yang semakin baik dan efisien. Semakin efisien penyediaan energi untuk mendorong pertumbuhan ekonomi, semakin meningkatkan ketahanan energi.
Bila dibandingkan dengan negara-negara lain di kawasan Asia Tenggara, produktivitas energi Indonesia cukup baik seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6.



	Indonesia	China	Hongkong, SAR	Japan	Thailand	Vietnam	Philippines	Malaysia	Singapore
2014	5,47	3,53	10,75	10,72	3,41	3,11	8,27	3,69	4,04
2015	5,22	3,68	11,09	9,83	3,28	2,87	7,77	3,16	3,26
2016	5,33	3,67	11,22	11,09	3,29	3,13	7,24	2,98	3,16
2017	5,80	3,87	11,05	10,68	3,51	2,97	7,24	3,16	3,74

Sumber: Diolah dari Data World Bank dan BP Statistics, 2017

Gambar 6. Produktivitas Energi Beberapa Negara di Kawasan Asia 2014 - 2017.

Pada 2014, pertumbuhan ekonomi per tahun sekitar 5,01% dan penyediaan energi primer meningkat 1,71% per tahun dari 1.221 juta BOE menjadi 1.241 juta BOE. Pertumbuhan penyediaan energi hanya sekitar 0,03 kali pertumbuhan ekonomi. Dengan produktivitas energi sekitar 6,9 juta rupiah per BOE. Sedangkan, komposisi pangsa konsumsi energi final per sektor pengguna masing-masing pada sektor transportasi 40%, industri 28%, rumah tangga 12% dan lainnya 20%.

Pada 2015, pertumbuhan ekonomi sekitar 4,88% dan pertumbuhan penyediaan energi primer meningkat 0,16% menjadi 1.244 juta BOE. Pertumbuhan penyediaan energi sekitar 0,03 kali pertumbuhan ekonomi. Dengan produktivitas energi sekitar 7,2 juta rupiah BOE. Sedangkan, konsumsi energi final per sektor pengguna masing-masing pada sektor transportasi 37%, industri 32%, rumah tangga 13% dan lainnya 18%.

Pada 2016, pertumbuhan ekonomi sekitar 5,02% dan pertumbuhan penyediaan energi primer hanya meningkat 0,40% menjadi 1.249 juta BOE. Pertumbuhan penyediaan energi hanya sekitar 0,08 kali pertumbuhan ekonomi. Dengan produktivitas energi sekitar 7,5 juta rupiah per BOE. Sedangkan, komposisi pangsa konsumsi per sektor pengguna masing-masing pada sektor transportasi 40%, industri 28%, rumah tangga 15% dan lainnya 17%.

Pada 2017, pertumbuhan ekonomi sekitar 5,07% dan pertumbuhan penyediaan energi primer meningkat 7,58% menjadi 1.344 juta BOE. Pertumbuhan penyediaan energi sekitar 1,49 kali pertumbuhan ekonomi dengan produktivitas energi sekitar 7,3 juta rupiah per BOE. Sedangkan, komposisi pangsa konsumsi per sektor pengguna masing-masing pada sektor transportasi 42%, industri 35%, rumah tangga 15% dan lainnya 9%.

Pada 2018, pertumbuhan ekonomi sekitar 5,17% dan pertumbuhan penyediaan energi primer meningkat 7,58% menjadi 1.466 juta BOE. Pertumbuhan penyediaan energi sekitar 1,76 kali pertumbuhan ekonomi dengan produktivitas energi sekitar 7,1 juta rupiah per BOE.

Berdasarkan data pada Tabel 11 menunjukkan bahwa pasokan energi primer hanya mengalami sedikit kenaikan setiap tahunnya. Sejak tahun 2017, pasokan energi primer meningkat drastis hingga 7,58%, bahkan mencapai 9,06% pada tahun 2018. Tahun 2014-2016, peningkatan pasokan energi primer tidak sampai 0,5%, pasokan energi primer pada tahun 2014 sebesar 1.241.900 ribu BOE kemudian tahun 2015 sekitar 1.243.912 ribu BOE dan tahun 2016 menjadi 1.248.942 ribu BOE. Namun, pada tahun 2017 terjadi peningkatan menjadi 1.343.651 ribu BOE, diikuti dengan peningkatan sebesar 1.466.071 ribu BOE pada tahun 2018.

Tabel 11. Data Parameter Indikator Produktivitas Energi.

PARAMETER	UNIT	TAHUN DATA					KETERANGAN
		2014	2015	2016	2017	2018	
PDB Harga Konstan 2010	Triliun Rupiah	8.565	8.982	9.433	9.913	10.425	
Pertumbuhan Ekonomi	%	5,01	4,88	5,02	5,07	5,17	(PDB Tahun n – PDB Tahun (n-1)) /GDP Tahun (n-1) * 100%
Pasokan Energi Primer	Ribu BOE	1.241.900	1.243.912	1.248.942	1.343.651	1.466.071	
Pertumbuhan Penyediaan Energi Primer	%	1,71	0,16	0,40	7,58	9,06	(Energi Primer Tahun n – Energi Primer Tahun (n-1))/ Energi Primer Tahun (n-1) * 100%
Produktivitas Energi	Juta Rupiah per BOE	6,9	7,2	7,5	7,3	7,1	PDB terhadap pasokan energi primer

Sumber: Diolah dari Data BPS dan HEESI, 2018
**atas dasar harga konstan 2010*

Hasil penilaian indikator produktivitas energi dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai tahan (Tabel 12). Selama periode penilaian 2015 - 2019, menunjukkan tren nilai indikator terus meningkat (0,3% per tahun), seiring dengan peningkatan PDB (sekitar 5% per tahun) yang melebihi peningkatan pasokan energi primer (kurang dari 0,5% per tahun).

Tabel 12. Indikator Produktivitas Energi.

INDIKATOR (Aspek I Nomor 1)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
PRODUKTIVITAS ENERGI	Peningkatan produk domestik bruto (PDB) melebihi peningkatan penggunaan energi primer. Semakin tinggi nilai produktivitas energi menunjukkan tingkat utilitas energi yang semakin baik dan efisien.	6,66	6,88	6,98	6,93

2.5 Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca

Pemanasan global telah menjadi perhatian masyarakat dunia. Sebanyak 197 negara anggota *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) telah berkomitmen dan berupaya

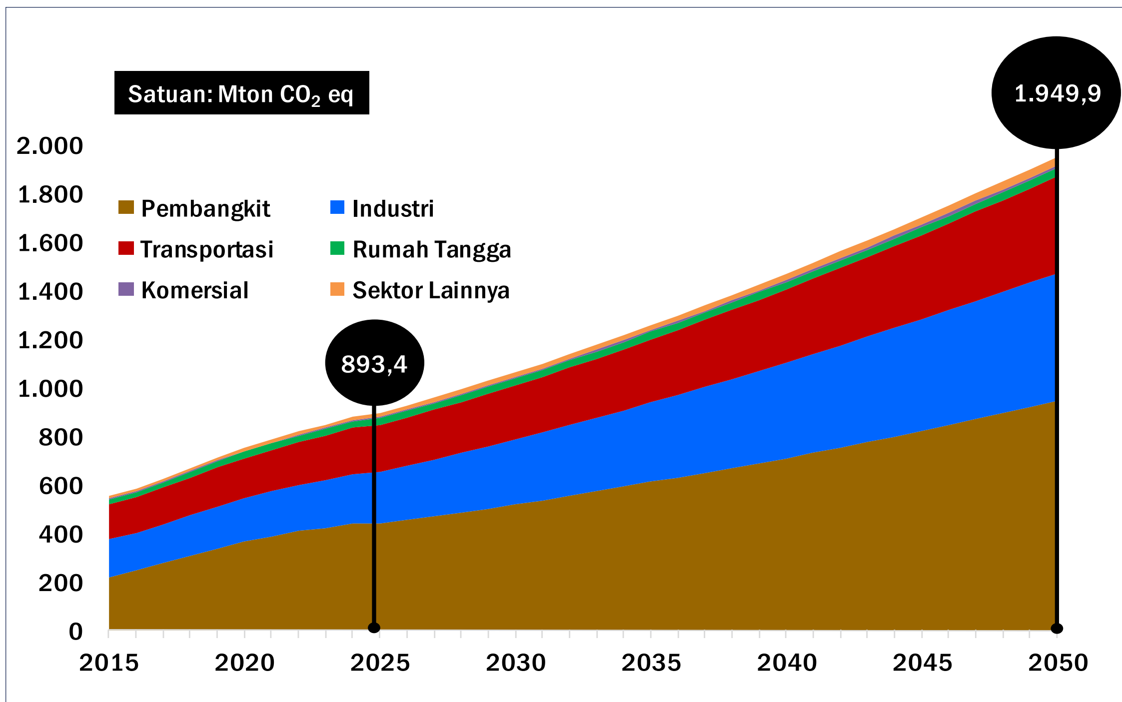
mencegah kenaikan suhu global lebih dari 2°C atau setara 450 PPM gas rumah kaca (GRK) di atmosfer pada tahun 2100. GRK adalah gas-gas yang ada diatmosfer yang menyebabkan efek rumah kaca.

Target penurunan emisi GRK Indonesia tercantum dalam *Nationally Determinded Contribution* (NDC). NDC pertama Indonesia yang telah disampaikan kepada (UNFCCC) pada November 2016, sebagai bentuk kontribusi Indonesia untuk mengimplementasikan persetujuan Paris yang diratifikasi melalui Undang-Undang Nomor 16 Tahun 2016 Tentang Pengesahan Persetujuan Paris atas Konvensi Kerangka Kerja Perserikatan Bangsa-Bangsa mengenai Perubahan Iklim, yang menargetkan penurunan emisi GRK sebesar 29% dengan kemampuan sendiri (*unconditional*) dan sampai dengan 41% dengan dukungan internasional (*conditional*) dibandingkan dengan tanpa ada aksi (*business as usual*) pada 2030. Dalam rangka mengendalikan produksi GRK dari aktivitas manusia (*antropogenik caused*), NDC memuat rencana mitigasi dan adaptasi perubahan iklim di setiap negara anggota, termasuk Indonesia. Target *conditional* tersebut akan dicapai melalui penurunan emisi GRK sektor Kehutanan (17,2%), energi (11%), pertanian (0,32%), industri (0,10%) dan limbah (0,38%).

Jenis GRK yang diemisikan oleh sektor energi adalah CO_2, CH_4 dan N_2O. Dalam pembahasan bagian ini hanya menekankan pada salah satu sumber emisi GRK dari sektor energi, yaitu emisi hasil pembakaran bahan bakar. Berdasarkan *IPCC Guideline 2006*, pembakaran bahan bakar adalah oksidasi bahan bakar secara sengaja dalam suatu alat dengan tujuan menyediakan panas atau kerja mekanik kepada suatu proses. Penggunaan bahan bakar di industri yang bukan untuk keperluan energi namun sebagai bahan baku proses (misal penggunaan gas bumi pada proses produksi pupuk atau pada proses produksi besi baja) atau sebagai produk (misal penggunaan hidrokarbon sebagai pelarut) tidak termasuk dalam kategori aktivitas energi.

Pembakaran bahan bakar terjadi di sektor industri, transportasi, komersial dan rumah tangga. Sektor industri dikelompokkan atas 2 kategori yaitu industri produsen energi (lapangan migas, tambang batubara, kilang minyak dan pembangkit listrik) dan industri konsumen energi (industri manufaktur, konstruksi dan sejenisnya). Pembakaran bahan bakar di industri terjadi di *boiler, heater*, tungku, kiln, oven, *dryer* dan berbagai sistem pembangkit listrik berbahan bakar fosil: diesel genset, *gas engine*, turbin gas, Pembangkit Listrik Tenaga Uap berbahan bakar batubara (PLTUbatubara), Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU).

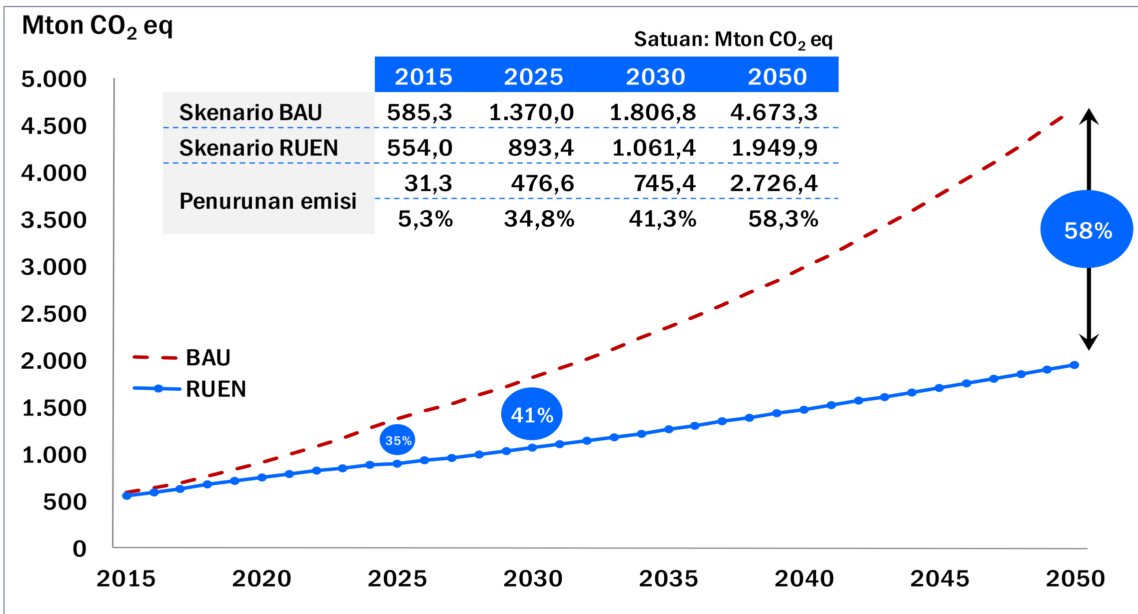
Sejalan dengan kebijakan lingkungan hidup tersebut, untuk kebijakan di sektor energi Pemerintah telah menetapkan Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 Tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), yang memuat target penurunan emisi GRK hingga tahun 2050. Berdasarkan RUEN, sektor pembangkit tenaga listrik diproyeksikan akan menjadi penghasil emisi GRK terbesar, diikuti oleh sektor industri dan sektor transportasi. Proyeksi emisi GRK pada tahun 2025 sebesar 893 juta ton CO_2eq dan tahun 2050 sebesar 1.950 juta ton CO_2eq, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 7.



Sumber: RUEN 2015 - 2050

Gambar 7. Proyeksi Emisi GRK per Sektor Pengguna.

Hasil pemodelan pencapaian sasaran KEN akan memberikan dampak penurunan GRK secara signifikan apabila dibandingkan dengan *Business as Usual* (BAU). Penurunan emisi GRK tahun 2025 sebesar 34,8% dan pada tahun 2050 sebesar 58,3%, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 8.



Satuan: Mton CO_2 eq

	2015	2025	2030	2050
Skenario BAU	585,3	1.370,0	1.806,8	4.673,3
Skenario RUEN	554,0	893,4	1.061,4	1.949,9
Penurunan emisi	31,3	476,6	745,4	2.726,4
	5,3%	34,8%	41,3%	58,3%

Sumber: RUEN 2015 - 2050

Gambar 8. Proyeksi Penurunan Emisi GRK Hingga 2050.

Faktor penyebab penurunan emisi GRK, antara lain tercapainya diversifikasi energi dengan meningkatkan porsi EBT dan mengurangi porsi energi fosil, pemanfaatan teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) untuk pembangkitan tenaga listrik, substitusi penggunaan energi dari BBM ke gas bumi dan pelaksanaan program konservasi energi pada tahun-tahun mendatang.

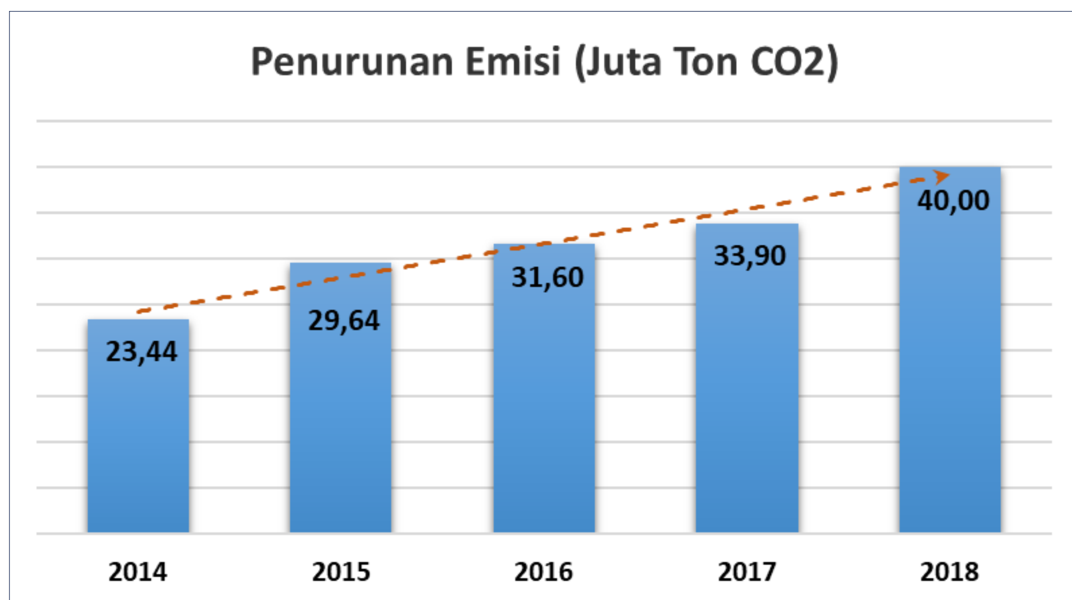
Sementara itu, untuk mencapai target NDC sektor energi pada tahun 2030 yang mencapai 11% (dari total 29%) dengan penurunan emisi GRK sebesar 314 - 398 juta ton CO2eq, Kementerian ESDM telah mengidentifikasi aksi mitigasi perubahan iklim, antara lain sebagai berikut.

1. Penggunaan EBT pada pembangkit listrik seperti tenaga air/hidro, panas bumi, bio energi, tenaga surya/*solar PV* dan tenaga angin.
2. Penggunaan EBT sebagai BBM/fuel seperti biodiesel dan biogas.
3. Penerapan energi efisiensi seperti manajemen energi (untuk konsumen 6.000 TOE), kerjasama audit energi-*Energy Audit* atau IGA, program hemat energi dan air untuk umum, program penerangan jalan umum atau LED Street Lighting–PV, *Retrofit* LED *Street Lighting*, EE Label untuk CFL/LED, EE Label/MEPS untuk *refrigeran* dan EE Label/MEPS untuk aktivitas lainnya.
4. Penerapan teknologi *clean power* seperti *waste heat recovery* atau Pembangkit Listrik Tenaga Sampah-PLTSa, *cogeneration* Cogen pada PLTG atau PLTU BBM dan clean coal technology-CCT pada PLTU batubara.
5. Penerapan *fuel switching* seperti minyak tanah ke LPG, stasiun pengisian BBG dan jaringan gas.
6. Reklamasi pasca-tambang.

Penilaian indikator penurunan emisi GRK dengan mempertimbangkan perkembangan capaian target penurunan emisi GRK 2030: penurunan 29% (*unconditional*) dengan kontribusi sektor energi sebesar 11% (314 juta ton CO2eq) atau 41% (*conditional*) dengan kontribusi sektor energi sebesar 14% (398 juta ton CO2eq). Perkembangan kondisi parameter yang mempengaruhi indikator penurunan emisi GRK di sektor energi selama periode 2014 - 2016 dengan penjelasan pada bagian berikut ini.

Emisi GRK dari sektor energi mengacu pada RUEN meningkat 7,1% dari 433,5 juta ton CO2eq pada tahun 2013 menjadi 464,4 juta ton CO2eq pada tahun 2014. Sumber emisi GRK Sektor Energi terbesar berasal dari sektor pembangkit listrik (33%), diikuti sektor industri (30%), transportasi (29%) dan sektor lainnya (8%). Besarnya emisi terutama disebabkan penggunaan energi fosil batubara di pembangkit dan industri, serta BBM pada sektor transportasi. Adapun berdasarkan hasil olahan data diperoleh GRK yang berasal dari pembakaran bahan bakar masing-masing tahun 2015 dan 2016 sekitar 484 juta ton CO2eq dan 442 juta ton CO2eq.

Berdasarkan data Kementerian ESDM, realisasi capaian penurunan emisi GRK periode 2010 - 2014 Sektor Energi sekitar 23,38 juta ton CO2eq dari target sebesar 12,5 juta ton CO2eq. Kemudian, pada periode 2010 - 2015 meningkat menjadi sekitar 29,64 juta ton CO2eq dari target sebesar 14,7 juta ton CO2eq. Pada periode 2010 - 2016 terus meningkat dengan total penurunan emisi GRK mencapai 31,60 juta ton dari target 16,8 juta ton CO2eq, kemudian tahun 2017 mencapai 33,9 juta ton dari target 33,6 juta ton. Terakhir, pada tahun 2018 total penurunan emisi GRK mencapai 40,0 juta ton dari target 35,6 juta ton (Gambar 9).



Sumber: diolah Sejen DEN dari data Capaian EBTKE Triwulan I, 2018

Gambar 9. Grafik Jumlah Penurunan Emisi GRK.

Hasil penilaian indikator penurunan emisi GRK sektor energi berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut masing-masing tahun 2015 - 2017 menunjukkan nilai tahan (Tabel 13). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator terus meningkat, seiring dengan peningkatan penggunaan gas dan EBT serta teknologi yang efisien dan ramah lingkungan terutama di pembangkit tenaga listrik dan industri. Sedangkan rincian aksi mitigasi emisi GRK 2014 - 2016 dapat dilihat pada Tabel 14.

Tabel 13. Indikator Penurunan Emisi GRK.

INDIKATOR (Aspek IV Nomor 20)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
PENURUNAN EMISI GAS RUMAH KACA	Target penurunan emisi Gas Rumah Kaca 2030 sektor energi: penurunan 11% (314 juta ton CO2e) atau 14% (398 juta ton CO2e) dengan bantuan negara maju	6,19	6,46	6,63	6,80

Tabel 14. Realisasi Aksi Mitigasi Emisi GRK Tahun 2014 - 2016.

NO	AKSI MITIGASI (RAN/RAD-GRK)	Tahun 2014			Tahun 2015			Tahun 2016		
		Capaian Kegiatan (Jumlah & Unit)		Realisasi Penurunan Emisi (ton CO2e)	Capaian Kegiatan (Jumlah & Unit)		Realisasi Penurunan Emisi (ton CO2e)	Capaian Kegiatan (Jumlah & Unit)		Realisasi Penurunan Emisi (ton CO2e)
1	2	8A		8B	9A		9B	10A		10B
1	Penerapan mandatori manajemen energi untuk pengguna padat energi	62	Perusahaan	1,710,218.51	109	Perusahaan	5,849,410.51	120	Perusahaan	3,428,916.51
2	Penerapan program kemitraan konservasi energi	300	Obyek	30,000.00	10	Obyek	0.05	10	Obyek	0.05
3	Peningkatan efisiensi peralatan rumah tangga	109.00	GWh	2,819,359.41	1,076.62	GWh	3,791,547.27	2,752.54	GWh	6,277,094.50
4	Penyediaan dan Pengelolaan Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi									
	- PLTP	120	MW	121,839.00	128	MW	612,865.00	128	MW	621,718.72
	- PLTMH	2.18	MW	10,239.24	3.23	MW	15,040.09	6.33	MW	34,706.49
	- PLTM	12.5	MW	59,369.80	12.5	MW	67,079.51	20	MW	88,529.44
	- PLTS	12.595	MW	3,609.96	18.115	MW	5,078.00	24.745	MW	7,374.27
	- PLTBayu	0	MW	0	0	MW	0	0	MW	0
	- PLT Hybrid	0.173	MW	48.79	3.673	MW	1,008.65	3.673	MW	1,803.60
	- PLT Biomassa	91.6	MW	408,199	123.6	MW	574,690	138.6	MW	654,319
	- DME	0	Desa	31,096	0	Desa	31,096	0	Desa	31,096
5	Pemanfaatan Biogas	3,747,082	m3	5,394	5,749,272	m3	8,277	8,206,488	m3	11,814
6	Penggunaan gas alam sebagai bahan bakar angkutan umum perkotaan	4.22	MMSCFD	86,756	3.83	MMSCFD	109,826	3.38	MMSCFD	132,896
7	Peningkatan sambungan rumah yang teraliri gas bumi melalui pipa	16,949	SR	33,108	7,636	SR	38,249	88,915	SR	42,135
8	Pembangunan kilang *mini plant Liquid Petroleum Gas* (LPG)	0		0	0		0	0		0
9	Reklamasi lahan pasca tambang	6,596.58	Ha	1,447,901.6	6,732.69	Ha	1,701,050.7	6,876.72	Ha	1,959,615.4
Total Mitigasi Sesuai Perpres No. 61 tahun 2011				**6,767,139.17**			**12,805,217.68**			**13,292,018.85**
10	Pemanfaatan Biodiesel	1,844,663	Kilo Liter	2,747,810	915,640	Kilo Liter	1,363,937	3,007,522	Kilo Liter	4,480,005
11	Penerapan Inpres No. 13 Tahun 2011 tentang Penghematan Energi dan Air	4,169.300	MWh	3,564.75	270,107.500	MWh	226,890.30	21,693.00	MWh	20,174.49
12	Aksi Mitigasi Sektor Ketenagalistrikan									
	- Pembangunan PLTA	12	MW	62,935.68	12	MW	69,076.23	16.9	MW	74,975.89
	- Penggunaan *Clean Coal Technology* pada Pembangkit listrik	1,475	MW	1,059,130.340	1,475	MW	1,937,348.260	1,475	MW	1,989,834.000
	- Penggunaan *Cogeneration* pada Pembangkit Listrik	619.14	MW	1,672,654.81	619.14	MW	1,402,872.65	619.14	MW	1,127,695.26
13	Program Konversi Minyak Tanah ke LPG	6,093,138,000	Ton LPG	10,964,052.02	6,376,989,660	Ton LPG	11,474,817.47	6,677,333,000	Ton LPG	12,015,258.21
14	Pembangunan Penerangan Jalan Umum Cerdas									
	- Tenaga Surya	0	Jumlah Titik	0	600	Jumlah Titik	1,783.83	4,915	Jumlah Titik	2,325.61
	- *Retrofitting* Lampu LED	0	Jumlah Titik	0	516	Jumlah Titik	3,466.89	7,322	Jumlah Titik	7,662.47
TOTAL				**23,277,286.78**			**29,285,410.32**			**33,009,949.79**

Sumber: Capaian EBTKE Triwulan I, 2017

2.6 Identifikasi Potensi Gangguan Impor Minyak dan Gas Bumi Terhadap Pasokan Energi Dalam Negeri

2.6.1 Potensi Gangguan Impor Minyak dan Gas Bumi

Identifikasi potensi gangguan impor migas terhadap pasokan energi dalam negeri perlu dilakukan guna memberikan gambaran adanya kemungkinan gangguan pasokan sekaligus sebagai bahan masukan dalam menyusun langkah-langkah antisipasi dan rencana mitigasi bila terjadi gangguan pasokan migas yang dapat mengganggu Ketahanan Energi Nasional. Dasar hukum yang melandasinya adalah Pasal 2 Perpres Nomor 41 Tahun 2016 tentang Tata Cara Penanggulangan Krisis Energi dan/atau Darurat Energi yang menyebutkan bahwa Penetapan dan Penanggulangan Krisis Energi dan/atau Darurat Energi dilakukan terhadap jenis energi yang digunakan untuk kepentingan publik sebagai pengguna akhir secara nasional yang meliputi: BBM, LPG, Gas Bumi dan Tenaga Listrik.

Selanjutnya pada Pasal 8 Perpres Nomor 41 Tahun 2016 in disebutkan bahwa Menteri, Dewan Energi Nasional dan Badan Pengatur serta Badan Usaha sesuai kewenangannya melakukan identifikasi dan memantau kondisi penyediaan dan kebutuhan energi baik langsung ataupun tidak langsung untuk mengantisipasi Krisis Energi dan/atau Darurat Energi.

Salah satu lokasi potensi gangguan impor migas adalah Selat Hormuz yang merupakan world oil transit/ checkpoint paling vital di dunia karena volume migas yang diangkut melalui jalur ini sangat besar dan jalur alternatif yang tersedia sangat sedikit. Selat Hormuz dilalui sekitar 20,7 juta barrel minyak per hari (MMOPD) atau sekitar 21% dari total konsumsi minyak dunia. Selat ini juga merupakan jalur distribusi global minyak bumi dimana diperkirakan 74,5% volume migas yang diangkut menuju pasar di kawasan Asia, terutama China dan India. Saudi Arabia sendiri merupakan negara yang menyalurkan sebagian besar produksi minyaknya menggunakan Selat Hormuz sebagai titik transit. Jika akses melalui Selat Hormuz terhambat, maka hanya 3.8 juta BOPD minyak yang bisa dialihkan melalui pipa Trans Arabian.

Berdasarkan Produksi Minyak Regional, kawasan Timur Tengah merupakan pemasok minyak bumi terbesar (31,5 juta BOPD) atau sekitar 34,1% total produksi dunia yang pertumbuhannya 0.7% pada tahun 2017. Berdasarkan konsumsi minyak regional, kawasan Asia Pasifik merupakan konsumen minyak bumi terbesar (34,6 juta BOPD) atau sekitar 35,2% total konsumsi dunia. Pertumbuhan konsumsi dunia mencapai sekitar 3% pada tahun 2017. Arus perdagangan minyak dunia diilustrasikan pada Gambar 10.



Sumber: U.S. Energy Information Administration (EIA,) 2019

Gambar 10. Arus Perdagangan Minyak dan Gas Bumi di Dunia.

2.6.2 Analisis Konflik Selat Hormuz dan Posisi Indonesia

Kawasan Timur Tengah merupakan pemasok minyak terbesar dunia. Sekitar 847 juta ton atau 74,5% dari total neraca perdagangan minyak bumi dunia diangkut dari Timur Tengah melalui Selat Hormuz menuju pasar di Kawasan Asia, diantaranya China, Jepang, Korea, Singapura, India serta Indonesia, dimana perairan Indonesia menjadi salah satu jalur utama. Pengerahan kekuatan negara-negara sekitar kawasan Selat Hormuz untuk mengamankan selat tersebut, merupakan preseden yang juga berlaku apabila terjadi gangguan di Selat Malaka yang merupakan jalur pelayaran internasional.

Kementerian Luar Negeri Republik Indonesia berpendapat bahwa insiden yang terjadi di Kawasan Timur Tengah akhir-akhir ini tidak mengarah ke eskalasi menuju konflik terbuka karena hal tersebut tidak akan menguntungkan banyak pihak, kecuali jika terjadi miskalkulasi terhadap pergerakan negara-negara yang terlibat eskalasi ketegangan tersebut. Meskipun demikian, pihak Indonesia tetap mempertahankan posisi netral-impartial, mengecam tindakan yang memicu peperangan, menghindari tuduhan tanpa bukti, serta mengutamakan stabilitas kawasan dengan mendorong negara-negara Timur Tengah menghindari konflik terbuka.

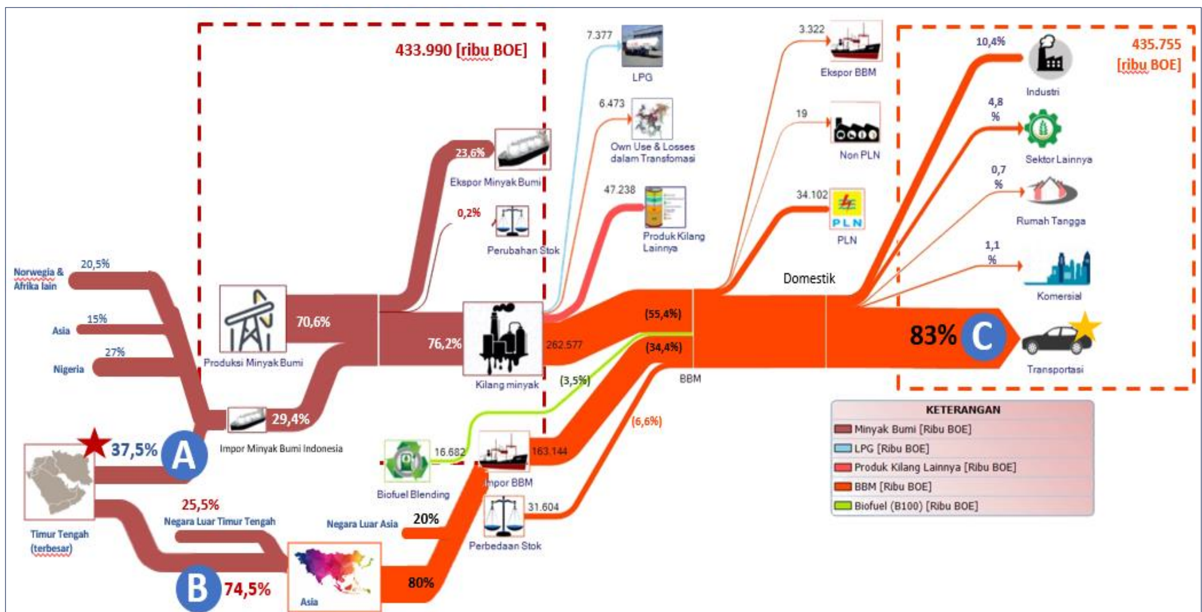
2.6.3 Impor Minyak Bumi dan Bahan Bakar Minyak Indonesia dari Timur Tengah

Data HEESI 2018 dan Statistik Migas 2018 yang diolah menggunakan Sankey Diagram oleh Setjen DEN, diperoleh gambaran mengenai sumber dan distribusi migas nasional, termasuk di dalamnya ekspor impor dan konsumsi dalam negeri. Data tersebut memperlihatkan gambaran mengenai sumber minyak dan gas bumi nasional, umumnya berasal dari Timur Tengah dan melalui perantaan

pihak ketiga (Singapura, Malaysia dan Korea Selatan). Kondisi ini perlu diantisipasi dengan persiapan Indonesia dalam menghadapi gangguan terhadap pasokan energi yang bersumber dari impor. Gangguan tersebut dapat berasal dari sumber utama di Timur Tengah, atau pada negera-negara penyalur baik persoalan internal maupun eksternal dari negara-negara tersebut. Di samping itu, proses impor minyak bumi Indonesia dilakukan melalui jalur laut, utamanya melalui Selat Hormuz. Juga negera-negara penyalur minyak merupakan negara yang sangat bergantung pada impor dari negara-negara lain.

Secara volumetrik, China dan India merupakan negara importir minyak bumi terbesar dari Timur Tengah di Kawasan Asia. Singapura, Malaysia dan Korea Selatan sebagai tiga negara sumber impor BBM terbesar bagi Indonesia, juga memiliki ketergantungan terhadap pasokan minyak bumi dari kawasan Timur Tengah, sehingga secara tidak langsung menambah ketergantungan Indonesia terhadap pasokan minyak dari Timur Tengah.

Pada tahun 2017, impor minyak bumi mencapai 127.593,05 KBOE atau sekitar 29,4% dari kebutuhan minyak bumi nasional sebesar 433.990 KBOE. Sumber impor minyak bumi tersebut terbesar berasal dari Timur Tengah sekitar 37,5%, Norwegia & Afrika lain 20,5%, Asia 15% dan Nigeria sebasar 27%. Sedangkan impor BBM Indonesia mencapai 34,4% dari Kebutuhan BBM Nasional (163,1 juta BOE) (Tabel 15). Sumber Impor BBM terbesar adalah dari Asia sebesar 80% dari total impor BBM nasional. Namun jika ditelusuri kembali, sumber Impor terbesar Minyak Bumi Asia: Timur Tengah (74,5% dari total impor Asia). Gambar 11 menerangkan arus impor dan pemanfaatan minyak bumi Indonesia.



Sumber: Diolah Setjen DEN dari data HEESI 2018 dan Statistik Migas 2018

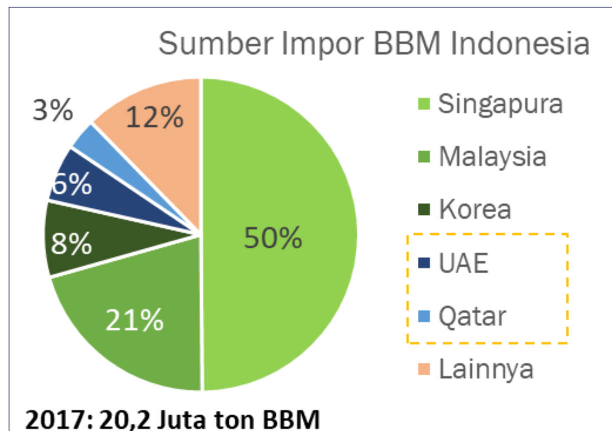
Gambar 11. Arus Impor dan Pemanfaatan Minyak Bumi/Produk di Indonesia.

Tabel 15. Negara-Negara Asal Impor Minyak Bumi Indonesia.

NEGARA IMPORTIR	NEGARA ASAL (EKSPORTIR) MINYAK BUMI						IMPOR DARI TIMUR TENGAH		TOTAL IMPOR (Juta Ton)
	KSA (%)	UAE (%)	KUWAIT (%)	QATAR (%)	IRAN (%)	IRAK (%)	(%)	(Juta Ton)	
Minyak Bumi (*Crude Oil*)									
Korea	28	7,8	14	5,1	12	11	78	121,5	156
Singapura	19	27	11	20	-	-	77	42,8	55,6
Jepang	40	24	7,3	7,3	5,5	-	84	132,9	158
India	17	7,7	5,2	1,5	11	20	62	134,2	215
Cina	13	2,4	4,4	0,2	7,5	8,9	36	151,1	415
Malaysia	13	10	1,4	3,1	-	5,2	33	4,5	13,7
Filipina	33	15	32	5,1	-	-	85	8,9	10,5

Ket: KSA (Kingdom of Saudi Arabia); UAE (United Arab Emirates)
Sumber: UN Comtrade Labs 2017/https://resourcetrade.earth/

Data 2017menunjukkan negara asal impor BBM Indonesia didominasi dari Singapura dan Malaysia, sedangkan dari negara Timur Tengah berkontribusi sebanyak 9% (Gambar 12).

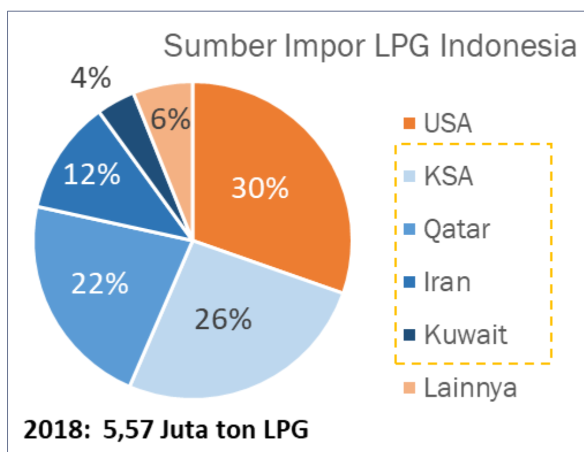


Sumber: UN Comtrade Labs 2017

Gambar 12. Sumber Impor BBM di Indonesia.

2.6.4 Kondisi Impor *Liquefied Petroleum Gas* (LPG) dan Gas Bumi Indonesia

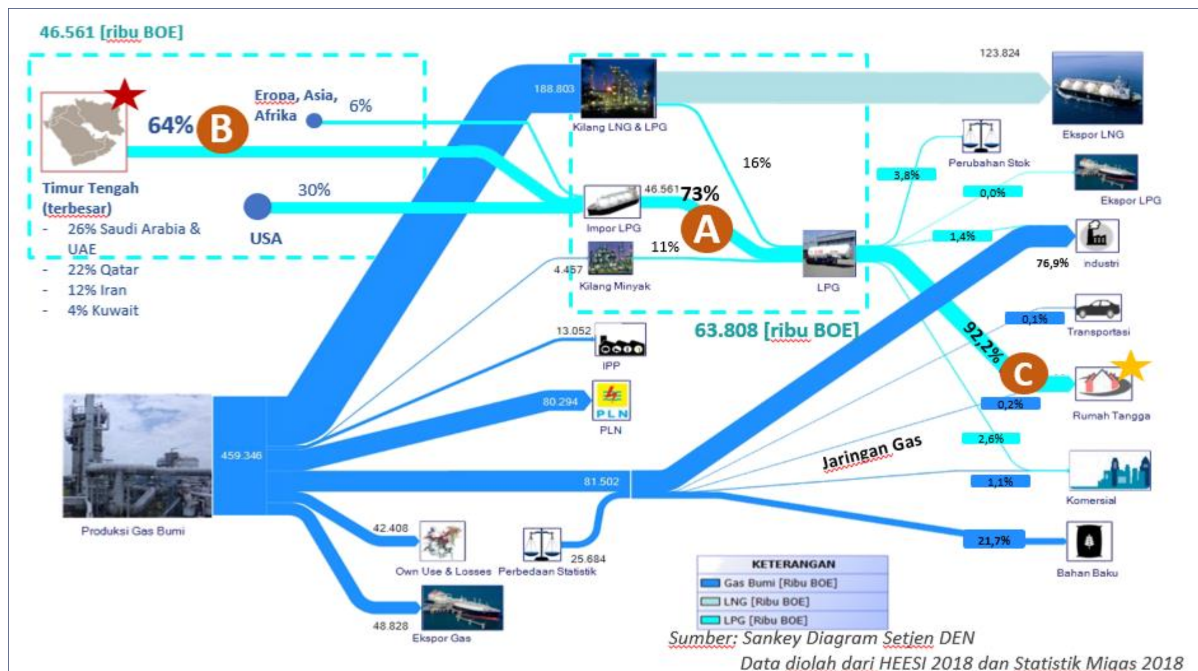
Pada tahun 2017 Indonesia mengimpor 5,46 Juta ton LPG dan pada tahun 2018, mengalami kenaikan menjadi sekitar 5,57 Juta ton LPG, berasal dari USA, Kerajaan Saudi Arabia, Qatar, Iran, Kuwait dan negara-negara lainnya (Gambar 13).



Sumber: Statistik Migas, 2018

Gambar 13. Sumber Impor LPG di Indonesia.

Impor LPG mencapai 73% dari total kebutuhan LPG Nasional (63,8 juta BOE atau 7,19 juta MTon). Sumber impor terbesar berasal dari Timur Tengah yaitu sekitar 64% dari total impor. Sedangkan penggunaan untuk rumah tangga merupakan sektor pengguna LPG terbesar sekitar 92,2% dari total konsumsi LPG yaitu sekitar 58,7 juta BOE.



Sumber: Diolah Setjen DEN dari Data HEESI, 2018 dan Statistik Migas, 2018

Gambar 14. Arus Impor dan Pemanfaatan LPG dan Gas Bumi di Indonesia.

2.6.5 Langkah Pencegahan

Eskalasi kondisi jalur pelayaran, khususnya di Selat Hormuz perlu diantisipasi dengan melibatkan stkeholder di Indonesia. Hasil identifikasi potensi krisis energi dan darurat energi secara tidak

langsung melalui pemberitaan di media massa, menunjukkan terjadinya gejolak geopolitik di Timur Tengah yang berpotensi terhadap penutupan Selat Hormuz, jalur utama pelayaran minyak bumi dunia. Berikut kronologi secara garis besar serta rincian isu yang terjadi: tensi politik meningkat terkait program nuklir Iran dan sanksi USA, berbagai insiden penyerangan/penangkapan kapal tanker dan penembakan drone di Timur Tengah di sekitar Selat Hormuz dan upaya internasional unuk pengamanan Selat Hormuz.

Selanjutnya, melalui Biro Fasilitasi Penanggulangan Krisis dan Pengawasan Energi, Sekretariat Dewan Energi Nasional pada tanggal 6 Agustus 2019 menyelenggarakan *Focus Group Discussion* (FGD) Mitigasi Potensi Gangguan Impor Energi Akibat Eskalasi Konflik di Selat Hormuz. Tujuan FGD adalah mengidentifikasi kondisi ketahanan energi terkait impor energi Indonesia dan mengidentifikasi kesiapsiagaan kementerian/lembaga terkait serta usulan rekomendasi mitigasi potensi gangguan pasokan energi yang dapat terjadi.

Hadir dalam FGD ini adalah Staf Ahli Menteri bidang Lingkungan Hidup dan Tata Ruang, Staf Ahli Menteri bidang Perencanaan Strategis dan Tenaga Ahli Menteri ESDM sebagai perwakilan Kementerian ESDM, Kementerian Luar Negeri, Kementerian Perhubungan, Kementerian Pertahanan, Badan Intelijen Negara, Ditjen Migas, SKK Migas dan PT. Pertamina (Persero). Peserta lainnya, yaitu Abadi Poernomo dan Prof. Maizar Rahman (mantan Sekjen OPEC) selaku pakar di bidang energi.

2.6.6 Kondisi Penyediaan Minyak dan Gas Bumi Indonesia

Indonesia adalah negara dengan konsumsi energi terbesar di Asia Tenggara, urutan kelima di Asia Pasifik dalam konsumsi energi primer. Transportasi adalah sektor dengan persentase konsumsi energi terbesar di Indonesia, diperkirakan akan meningkat hingga mencapai 41% pada tahun 2025. Pada tahun 2017, sekitar 83% dari total penjualan BBM dalam negeri digunakan oleh sektor transportasi.

Realisasi bulan Januari - Mei 2019 menunjukkan adanya penurunan impor minyak bumi, yaitu menjadi sebesar 27% dari 926 ribu BOPD volume intake kilang Pertamina. Total kapasitas kilang nasional sebesar 1.169,1 ribu BOPD. Hal ini didukung oleh peraturan pemerintah yang memperbolehkan Badan Usaha (BU) membeli minyak milik Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS).

Pada periode yang sama, realisasi impor BBM terbesar yaitu jenis mogas (91% dari total 381 ribu BOPD impor BBM), dengan pertumbuhan konsumsi stabil di 5 - 7% per tahun. Sumber impor mogas (gasoline) mayoritas dari Singapura, dengan persentase mencapai 94% untuk jenis mogas 92 dan 88% untuk jenis mogas 88.

Kebutuhan gas alam domestik masih dicukupi oleh produksi dalam negeri, sedangkan kebutuhan LPG 66% dipenuhi oleh impor (volume impor sekitar 2,7 juta MT) untuk periode Januari - Juli 2019.

Sumber impor terbesar Pertamina periode Januari - Juli 2019 antara lain: minyak bumi: 37% Nigeria, 21% Timur Tengah, dan 16% Australia. Sedangkan LPG: 39% Timur Tengah, 25% US, 21% Singapura dan 6% Malaysia.

Kilang Pertamina Cilacap dan Balikpapan rawan terhadap gangguan impor, karena hampir 50% dari intake kilangnya mengandalkan impor. Kilang Pertamina Cilacap memiliki feed utama minyak bumi ALC yang diimpor langsung dari Timur Tengah.

Ketahanan stok operasional Pertamina antara lain: Premium: 0,7 - 0,8 juta KL (19 - 21 hari); Pertalite: 1,2 juta KL (22 hari); Pertamax: 0,3 - 0,4 juta KL (20 - 30 hari); Solar: 0,7 - 0,8 juta KL (20 - 22 hari); dan LPG: 289 - 347 ribu MT (15 - 18 hari). Ketahanan stok operasional 3 dari 5 BU Swasta besar (PT. AKR Corporindo, PT. Total Oil Indonesia, PT. Aneka Petroindo Raya) bervariasi: Solar: 0,09 - 152 ribu KL (18 - 43 hari); Mogas 90: 0,6 - 0,8 ribu KL (52 - 167 hari) dan Mogas 92: 0,5 - 7,1 ribu KL (30 - 286 hari).

Profil realisasi produksi minyak bumi periode Januari - Juli 2019: 757,2 ribu BOPD (target APBN 775 ribu BOPD). Realisasi produksi minyak dan gas bumi sangat dipengaruhi oleh KKKS besar, antara lain PT. Chevron Pacific Indonesia dan PT. Exxon Mobil Cepu Ltd (EMCL) (lapangan Banyu Urip), dimana jika terjadi gangguan akan menurunkan produksi. Profil realisasi produksi dan penyaluran gas bumi untuk periode yang sama masing-masing 7,2 dan 5,9 MMSCFD, dipengaruhi oleh KKKS besar antara lain PT. Conoco Phillips Indonesia Grissik Ltd (CPGL) dan PT. British Petroleum Berau.

Kesiapsiagaan di hilir Migas: Endorsement dari pihak Asuransi atas Polis Pengiriman Minyak Bumi melalui Teluk Oman yang merupakan *high risk area*, Substitusi sumber impor Minyak, BBM dan LPG alternatif (US, Afrika dan kilang-kilang Asia).

Upaya antisipasi dan mitigasi di hulu migas adalah meningkatkan produksi minyak dalam negeri dengan melakukan kegiatan eksplorasi ke area Indonesia Timur, mempercepat implementasi EOR full scale dan optimasi produksi eksisting, serta mempercepat pemanfaatan gas bumi dengan melakukan percepatan pembangunan infrastruktur gas.

2.6.7 Antisipasi dan Usulan Mitigasi

Kondisi ketahanan minyak dan gas bumi Indonesia apabila terjadi eskalasi terhadap konflik geopolitik di Selat Hormuz adalah rentan. Meski ketergantungan impor minyak bumi sudah berkurang, namun untuk produk BBM tertentu seperti gasoline dan juga produk LPG, masih sangat dipengaruhi impor dari luar negeri.

Kesiapan industri saat ini masih mengandalkan solusi *case by case* dengan tipe pembelian spot, sesuai barang dan harga yang ekonomis saat terjadi kondisi yang membutuhkan pengalihan sumber impor, diperlukan kepastian alternatif sumber impor.

Hasil *Focus Group Discussion* (FGD) Mitigasi Potensi Gangguan Impor Energi Akibat Eskalasi Konflik Di Selat Hormuz pada tanggal 6 Agustus 2019 merekomendasikan usulan Jangka Pendek dan Jangka Panjang sebagai berikut:

Jangka Pendek:

Sisi Penyedia Energi (produsen):

Mencari sumber impor dari negara lain, contohnya Venezuela dan Rusia, atau meningkatkan volume impor dari negara lain, contohnya pada kondisi normal, volume impor LPG dari US dapat ditingkatkan hingga 50%, tergantung arbitrase US.

- Meningkatkan kemampuan penyimpanan (*storage*) dalam negeri.
- Melakukan manajemen risiko saat pengalihan impor, contohnya saat volume suplai terbatas, kemungkinan terjadinya persaingan harga dengan negara importir lain yang membutuhkan, serta memperhitungkan keterbatasan kemampuan shipping.

Sisi Pengguna Energi (konsumen):

- Menentukan daftar konsumen prioritas di sektor transportasi, seleksi pengguna utama yang harus disuplai dalam kondisi darurat, sebagai contoh: transportasi logistik.
- Memberlakukan sistem ganjil genap dan 3 in 1 untuk kendaraan pribadi, pengalihan moda transportasi pribadi ke moda transportasi umum.
- Meningkatkan stok atau cadangan energi di Industri.

Jangka Panjang:

- Menyediakan Cadangan Penyangga Energi (CPE) bertahap sesuai keuangan negara dengan memanfaatkan alokasi dana yang sudah disiapkan oleh Kementerian Keuangan sebesar Rp. 1 Triliun, serta lokasi penyimpanan CPE memanfaatkan tangki-tangki idle di KKKS. Dalam hal ini DEN agar mendorong penetapan regulasi terkait CPE.
- Mempercepat pembangunan kilang baru antara lain melalui pinjaman bunga rendah dengan jaminan pemerintah.
- Mempercepat program Coal to DME untuk mengatasi ketergantungan LPG, dengan harga batubara yang lebih rendah untuk meningkatkan keekonomian.
- Meningkatkan kerjasama dengan negara lain, termasuk memanfaatkan produksi dari wilayah kerja milik perusahaan nasional di luar negeri sebagai sumber alternatif.
- Melakukan konversi BBM ke gas alam dan konversi LPG ke gas pipa (jaringan gas).
- Mengembangkan sumber Energi Baru Terbarukan (EBT), antara lain: Pengembangan bahan bakar dari Sawit atau *Crude Palm Oil* (CPO) untuk menghasilkan bio-hidrokarbon (aneka jenis BBM); Pengembangan bahan bakar dari biomassa melalui pengembangan enzim dan katalis lignoselulosa; Penerapan *Green Refinery* di Kilang Pertamina Dumai untuk mengubah *Hydrotreated Vegetable Oil* (HVO) menjadi biodiesel; DEN agar memfasilitasi platform untuk pengembangan energi bio dan *green fuel*; Mendorong peningkatan produksi minyak bumi melalui teknologi EOR dengan peninjauan kembali skema *gross-split*; Mengurangi penggunaan bahan bakar fosil pada pembangkit listrik, antara lain dengan penggunaan energi surya dan EBT lainnya.

Bab 3. Kondisi Energi Fosil

3.1 Harga Minyak dan Gas

3.1.1 Harga BBM dan LPG

Antara Januari sampai Oktober 2018 terjadi kenaikan harga minyak bumi yang mencapai harga tertinggi USD 76,41 per barel akibat adanya pengumuman yang mengejutkan pada Mei 2019 bahwa AS akan memberlakukan kembali sanksi terhadap Iran. Dominasi hasil analisis kondisi fundamental pasar bahwa adanya kemungkinan pengetatan pasar pada akhir tahun dikombinasikan dengan percepatan penurunan produksi Venezuela tahun 2018 merupakan faktor utama yang mendorong harga di atas USD 70 per barel. Menjelang penutupan tahun, harga minyak bumi dunia tahun 2018 yang rata-rata besarnya USD 64,90 per barel mengalami penurunan sangat tajam dan mencapai terendah USD 42,53 per barel akibat (i) keputusan Saudi Arabia, Rusia dan lainnya meningkatkan produksi untuk menutup potensi kerugian minyak Iran, (ii) pemberian *the Trump Administration's granting of waivers* kepada pelanggan utama Iran yang sekaligus adalah elemen utama minyak dunia, serta (iii) kenaikan besar produksi *shale oil* AS yang tak diduga, yang semuanya menunjukkan bahwa pasar tidak akan kekurangan minyak, bahkan ada kemungkinan terjadinya surplus, sehingga harga semakin tertekan (Tabel 15). Harga minyak bumi tahun 2018 ditutup pada USD 45,41 per barel.

Tabel 16. Harga Minyak Bumi 2014 - 2018.

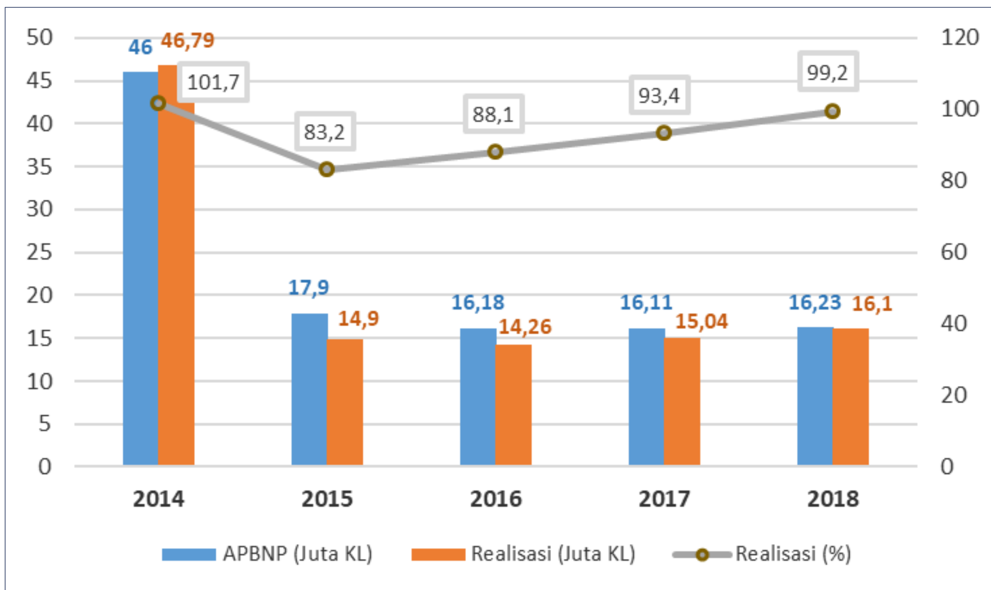
TAHUN	RATA-RATA (USD)	PEMBUKAAN TAHUN (USD)	PENUTUPAN TAHUN (USD)	TERTINGGI (USD)	TERENDAH (USD)	PERUBAHAN PERAKHIR TAHUN (%)
2018	64,90	60,37	45,41	76,41	42,53	-24,84
2017	50,84	52,33	60,42	60,42	42,53	12,47
2016	43,58	36,76	53,72	54,06	26,21	45,03
2015	48,72	52,72	37,04	61,43	34,73	-30,70
2014	93,17	95,14	53,45	107,95	53,45	-45,55

Sumber: https://www.macrotrends.net, 2018

BBM saat ini masih menjadi sumber energi utama sektor transportasi, sedangkan LPG digunakan terutama oleh sektor rumah tangga. Pemerintah masih memberi subsidi harga untuk beberapa jenis energi seperti solar dengan target pengguna angkutan barang dan penumpang agar ongkos angkut tidak naik dan LPG 3 kg dengan target masyarakat miskin agar harganya terjangkau. Pemerintah sampai saat ini secara bertahap terus berusaha mengurangi subsidi BBM dan LPG agar tidak lagi membebani Anggaran dan Pendapatan Belanja Negara (APBN). Peraturan Presiden (Perpres)

Nomor 191 tahun 2014 tentang Penyediaan, Pendistribusian dan Harga Jual Eceran BBM adalah dalam rangka mewujudkan subsidi BBM yang tepat sasaran dan dengan melihat perkembangan kebutuhan BBM nasional. Jenis BBM yang diatur dalam Perpres ini terdiri dari Jenis BBM Tertentu, Jenis BBM Khusus Penugasan dan Jenis BBM Umum. Jenis BBM Tertentu terdiri atas minyak tanah (*kerosene*) dan solar (*gas oil*). Jenis BBM Khusus Penugasan merupakan BBM jenis bensin (*gasoline*) dengan *Research Octane Number* (RON) minimum 88 untuk didistribusikan dalam wilayah penugasan (seluruh wilayah Indonesia kecuali DKI Jakarta, Jawa Barat, Jawa Tengah, Jawa Timur, DI Yogyakarta dan Bali). Adapun Jenis BBM Umum terdiri atas seluruh jenis BBM diluar Jenis BBM Tertentu dan Jenis BBM Khusus Penugasan.

Pada tahun 2018 bensin RON 88 kembali dijual untuk SPBU di Jawa, Madura dan Bali oleh PT. Pertamina (Persero) berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 43 tahun 2018 tentang Penyaluran Bahan Bakar Minyak (BBM). Penghapusan subsidi pada RON 88 mengakibatkan konsumsi BBM non subsidi meningkat hampir 30 juta KL. Persentase penggunaan BBM non subsidi hingga tahun 2018 telah mencapai 72% dari total konsumsi BBM. Dana yang semula dialokasikan untuk subsidi BBM tersebut sebagian besar dialihkan untuk pembangunan infrastruktur. Realisasi subsidi BBM dapat terlihat pada Gambar 15.



Sumber: Laporan Kinerja Ditjen Migas, 2018

Gambar 15. Realisasi BBM Bersubsidi dari Kuota APBN 2014 - 2018.

Penyaluran BBM bersubsidi sudah ke arah yang lebih tepat sasaran. Dari 17,9 juta KL total BBM bersubsidi yang dialokasikan pada tahun 2018, terkonsumsi sekitar 82% (14,9 juta KL). Hal ini menunjukkan bahwa konsumen BBM bersubsidi mulai beralih menggunakan BBM non subsidi. Berdasarkan Perpres Nomor 104 tahun 2007 tentang Penyediaan, Pendistribusian dan Penetapan Harga LPG Tabung 3 Kg dan Permen ESDM Nomor 26 tahun 2009 tentang Penyediaan dan Pendistribusian LPG, dikenal LPG bersubsidi berukuran 3 kg yang hanya diperuntukan untuk rumah

tangga pra sejahtera, usaha mikro dan nelayan dan LPG non-subsidi. Berdasarkan data BPS tahun 2015 ada sekitar 68,8% rumah tangga yang menggunakan LPG sebagai bahan bakar untuk memasak. Dengan asumsi rata-rata per rumah tangga menghabiskan LPG 80 kg per tahun, penyaluran subsidi LPG dinilai telah tepat sasaran dengan persentase sekitar 92% dari total alokasi 5.766 MT, LPG subsidi atau LPG 3 kg yang terkonsumsi sebanyak 5.567 MT. Saat ini masih banyak masyarakat mampu yang menggunakan LPG 3 kg bersubsudi karena kurangnya kesadaran mereka dan belum tersedianya data riil rumah tangga miskin, rentan miskin dan usaha mikro yang berhak menggunakan LPG bersubsidi tersebut.

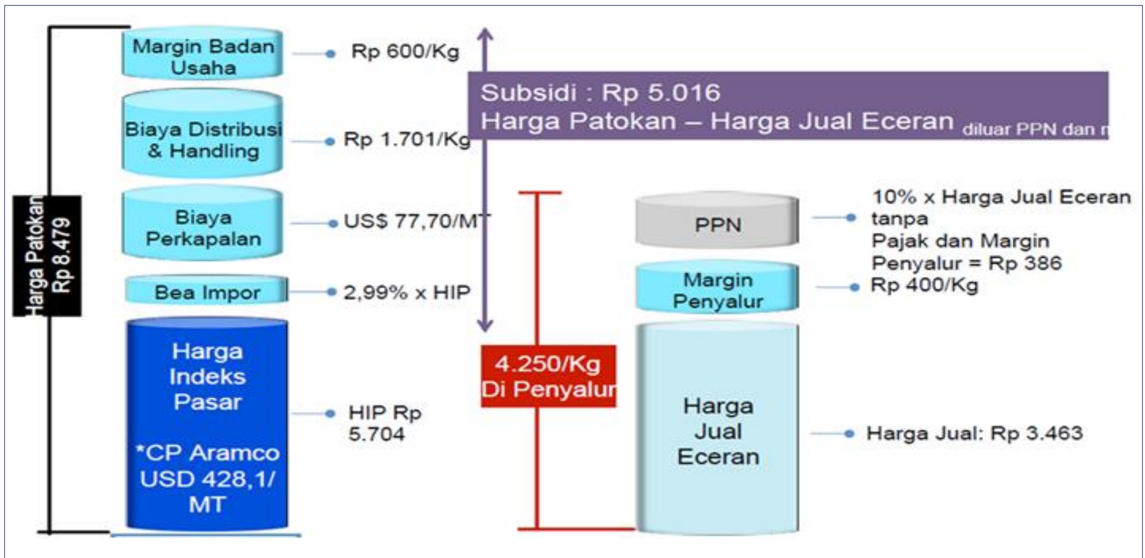
Berdasarkan data KESDM hingga tahun 2015 telah terdistribusi sekitar 57 juta paket perdana LPG 3 kg dengan total konsumsi sekitar 27,1 juta MTon dan total subsidi yang dikeluarkan oleh Pemerintah sebesar Rp. 176,2 Triliun. Sementara itu, volume minyak tanah yang ditarik sebesar 59,2 juta KL dengan total penghematan sekitar Rp. 189,8 Triliun. Namun demikian, dampak kebijakan konversi minyak tanah ke LPG ini perlu dicermati dan diantisipasi karena mengakibatkan konsumsi LPG semakin meningkat di tahun yang akan datang sedangkan produksinya di dalam negeri terus menurun. Akibatnya ketergantungan impor LPG untuk memenuhi kebutuhan domestik akan semakin tinggi. Kronologis konversi minyak tanah ke LPG dapat di lihat pada Gambar 16.



Sumber: Ditjen Migas, 2016

Gambar 16. Kronologis Konversi Minyak Tanah ke LPG 3 kg.

Fluktuasi harga patokan LPG selama periode 2009 - 2015 cenderung terus meningkat. Pemerintah pernah memberikan subsidi hingga lebih dari Rp. 16.000/kg sekitar akhir tahun 2016. Hal ini menunjukkan bahwa anggaran Pemerintah untuk alokasi subsidi LPG semakin besar. Pada akhir tahun 2015, harga jual eceran LPG adalah Rp. 4.250/kg, sementara harga patokannya sudah mencapai Rp. 8.479/kg (Gambar 17). Dengan begitu Pemerintah mensubsidi Rp. 5.016 untuk tiap kg-nya.



Sumber: Ditjen Migas, 2016

Gambar 17. Harga Patokan LPG Tabung 3 kg.

Harga LPG bersubsidi di Indonesia (Rp. 4.250/kg) menurut data KESDM dan *World LP Gas Association* lebih murah dibandingkan dengan negara-negara kawasan Asia seperti di India (Rp. 5.500/kg), Malaysia (Rp. 6.938/kg) dan Thailand (Rp. 7.000/kg). Demikian juga harga LPG non subsidi di Indonesia (Rp. 7.700 - 14.200/kg) masih lebih murah jika dibandingkan dengan di India (Rp. 12.500/kg), SKO (Rp. 17.000/kg), Jepang (Rp. 20.000/kg), Cina (Rp. 17.000 - 21.000/kg) dan Filipina (Rp. 24.000/kg). Untuk mengefisiensikan anggaran dan meningkatkan ketahanan energi, Pemerintah menyesuaikan terutama harga LPG non-subsidi sehingga anggaran subsidi dapat dialihkan untuk pembangunan infrastruktur sektor energi.

Perkembangan kondisi harga jual BBM dan LPG yang mengalami pengurangan subsidi hingga mencapai nilai keekonomian atau penambahan subsidi hingga maksimal 20% dapat dipertimbangkan dalam penilaian indikator harga BBM dan LPG. Harga BBM dan LPG akan semakin baik apabila mendekati harga keekonomiannya. Perkembangan parameter yang mempengaruhi indikator harga BBM dan LPG selama periode 2014-2018 ditunjukkan pada Tabel 17 dengan penjelasan di bawah ini.

Tabel 17. Parameter Indikator Harga BBM dan LPG.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Harga Premium	Rp/liter	8.500	7.300	6.550	6.450	6.550
Harga Keekonomian	Rp/liter	8.600	7.300	6.550	6.450	6.550
Subsidi Premium	%	1	0	0	0	0
Harga Solar	Rp/liter	7.500	6.900	5.150	5.150	5.150
Harga Keekonomian	Rp/liter	11.500	8.000	7.800	5.650	5.650

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Subsidi Solar	%	35	14	34	10%	10%
Harga LPG 3 kg	Rp/Kg	4.250	4.250	4.250	4.250	4.250
Harga Patokan LPG	Rp/Kg	10.000	8.500	8.000	8000	8000
Subsidi LPG 3 kg	%	58	50	47	47	47

Sumber: Diolah dari Data PT. Pertamina (Persero) dan Ditjen Migas

Pada 2014 harga premium Rp. 8.500 per liter dengan harga keekonomian Rp. 8.600 per liter (subsidi 1%), harga solar Rp. 7.500 per liter dengan harga keekonomian Rp. 11.500 per liter (subsidi 35%) dan harga LPG Rp. 4.250 per kg dengan harga keekonomian Rp. 10.000 per kg (subsidi 58%). Subsidi BBM dan LPG Tabung 3 kg dalam APBNP tahun 2014 mencapai Rp. 246.494,2 miliar. Kebutuhan subsidi BBM tersebut telah memperhitungkan langkah-langkah kebijakan pengendalian beban subsidi BBM tahun 2014, antara lain sebagai berikut:

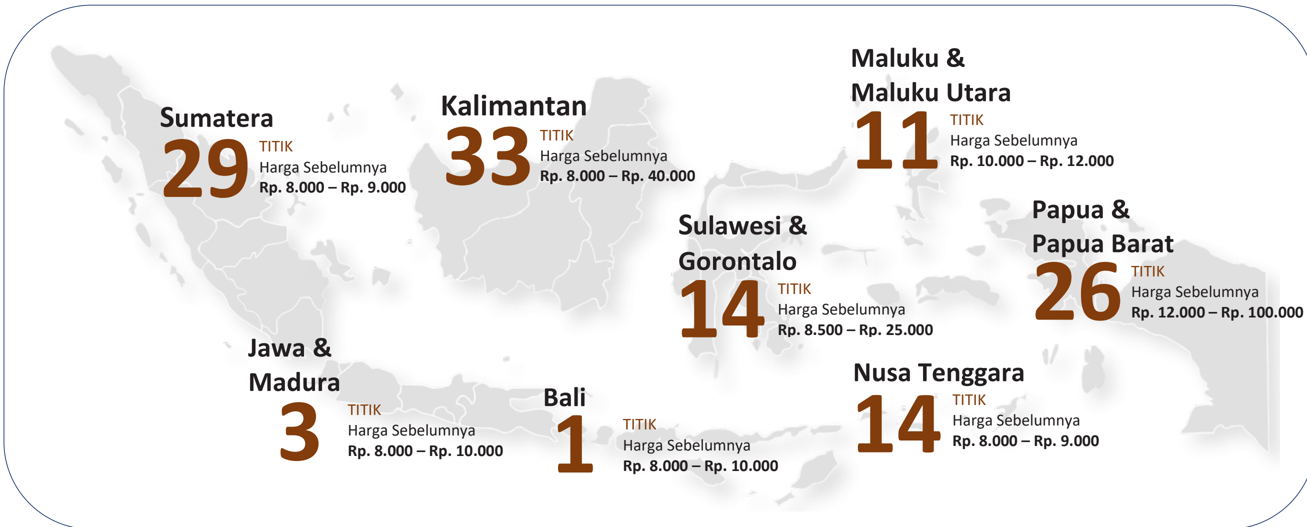
1. optimalisasi program konversi minyak tanah ke LPG Tabung 3 Kg;
2. konversi BBM ke bahan bakar gas (BBG);
3. peningkatan pemanfaatan energi alternatif seperti bahan bakar nabati (BBN) dan BBG;
4. melanjutkan pelaksanaan pentahapan pembatasan penggunaan BBM bersubsidi; dan
5. penyempurnaan regulasi kebijakan subsidi BBM dan LPG tabung 3 Kg.

Sejak tahun 2015 premium sudah tidak lagi disubsidi pemerintah. Harga solar Rp. 6.900 per liter dengan harga keekonomian Rp. 8.000 per liter (subsidi 14%), harga LPG Rp. 4.250 per kg dengan harga keekonomian Rp. 8.500 per kg (subsidi 50%). Subsidi BBM, BBN dan LPG Tabung 3 kg dalam APBNP tahun 2015 dialokasikan sebesar Rp. 64.674,8 miliar, dengan realisasi sebesar Rp. 60.758,0 miliar (JBT sebesar Rp. 34.886,44 miliar dan LPG sebesar Rp. 25.872,27 miliar). Selain tetap memberikan subsidi untuk BBM jenis minyak tanah pada 2015, Pemerintah juga menerapkan pemberian subsidi tetap (*fixed subsidy*) untuk subsidi BBM jenis minyak solar.

Pada 2017, harga premium sesuai harga keekonomiannya, harga solar Rp. 5.150 per liter dengan harga keekonomian Rp. 5.650 per liter (subsidi 10%) dan harga LPG Rp. 4.250 per kg dengan harga keekonomian Rp. 8.000 per kg (subsidi 47%). Realisasi Subsidi BBM dan LPG tahun 2017 adalah Rp. 47 triliun, atau lebih tinggi dari yang dianggarkan APBN-P yang besarnya Rp. 45,4 triliun.

Hasil penilaian indikator harga BBM dan LPG berdasarkan *expert judgement* (pendapat penilai ahli) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai tahan (Tabel 18). Salah satu penyebabnya adalah penurunan subsidi BBM dan LPG setiap tahunnya dan adanya penghapusan subsidi premium tahun 2016. Tren nilai cukup meningkat selama periode tiga tahun, walaupun ada sedikit penurunan nilai tahun 2017. Hal ini dimungkinan sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 18 karena adanya penurunan subsidi solar cukup besar tahun 2015 (21%) dan terjadinya penambahan subsidi solar cukup besar tahun 2016 (20%). Namun seiring dengan penurunan persentase subsidi solar tahun 2017, nilai indikator kembali

meningkat. Hanya premium yang menunjukkan trend penurunan subsidi BBM yang konsisten tetap nol persen sejak tahun 2015.



Sumber: #EnergiBerkeadilan ESDM, 2019

Gambar 18. Persebaran Lokasi BBM Satu Harga di Indonesia Hingga Tahun 2018.

Pelaksanaan program BBM satu harga hingga tahun 2018 telah terealisasi di 131 titik lembaga penyalur yang tersebar di 131 Kecamatan, 90 Kabupaten dan 26 Provinsi. Sebanyak 69 diantaranya di daerah terdepan, tertinggal, terluar (3T) sesuai Gambar 13. Capaian ini melebihi target yang direncanakan sebesar 130 titik. Dari jumlah tersebut, sebanyak 122 penyalur adalah PT. Pertamina (Persero) dan sembilan penyalur yakni PT. AKR Corporindo, Tbk. Kebijakan BBM Satu Harga ini dalam rangka menyediakan BBM dengan harga yang terjangkau dan meningkatkan akses masyarakat terhadap energi. Dengan demikian, diharapkan akan dapat meningkatkan kegiatan industri dan pertumbuhan ekonomi lokal dan pada akhirnya akan meningkatkan ekonomi regional dan nasional.

Tabel 18. Indikator Harga BBM dan LPG.

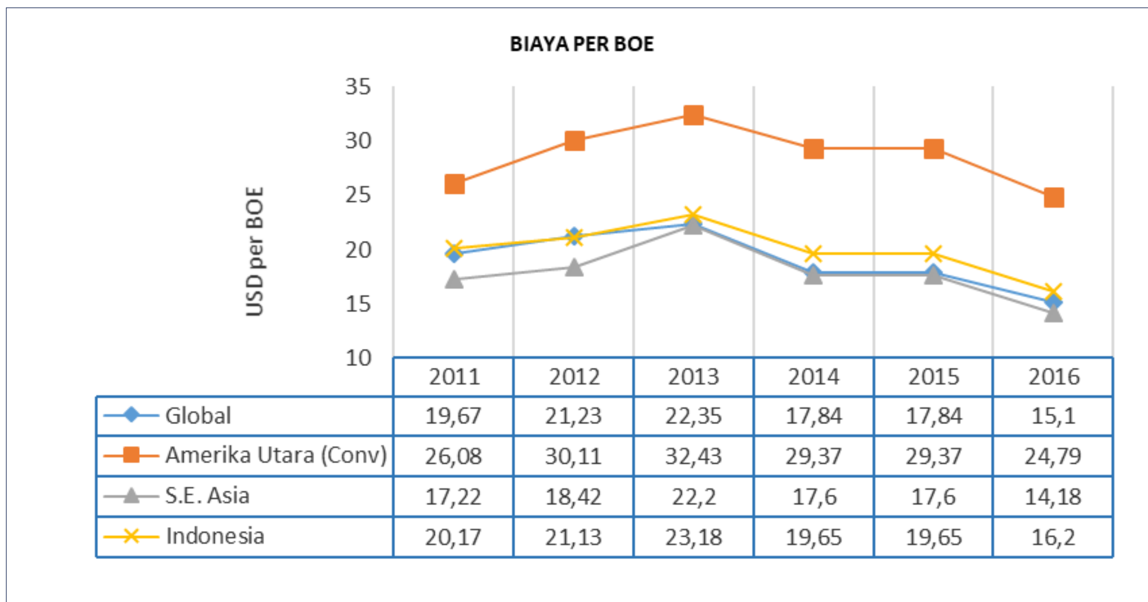
INDIKATOR (Aspek I Nomor 2)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
HARGA BBM DAN LPG	Harga jual BBM dan LPG mengandung maksimal 20% subsidi	6,25	6,67	6,56	6,72

3.1.2 Harga Gas Bumi

Keekonomian lapangan adalah manfaat keekonomian dari kegiatan pengembangan lapangan pada suatu wilayah kerja yang akan memberikan penerimaan negara yang optimal dan akan memberikan pendapatan yang memadai bagi kontraktor.

Plan of development (POD) adalah rencana pengembangan satu atau lebih lapangan migas secara terpadu (*integrated*) untuk mengembangkan/memproduksi cadangan hidrokarbon secara optimal dengan mempertimbangkan aspek teknis, ekonomis dan kesehatan, keselamatan kerja dan lingkungan.

Penilaian indikator harga gas bumi dapat mempertimbangkan parameter kondisi harga jual gas bumi yang minimal sama dengan harga keekonomian lapangan (berdasarkan POD) atau lebih tinggi dari harga tersebut karena perlu ada margin usaha yang menarik minat investor untuk berinvestasi pada sektor gas bumi. Pada Gambar 19 menunjukkan perkembangan alokasi biaya pengembangan lapangan gas bumi di Indonesia dibandingkan dengan beberapa negara yang mengalami tren penurunan. Dari sisi biaya pengembangan, Indonesia terlihat lebih tinggi dibandingkan negara kawasan ASEAN dan dunia, namun bila dibandingkan dengan Amerika Utara jauh lebih rendah.

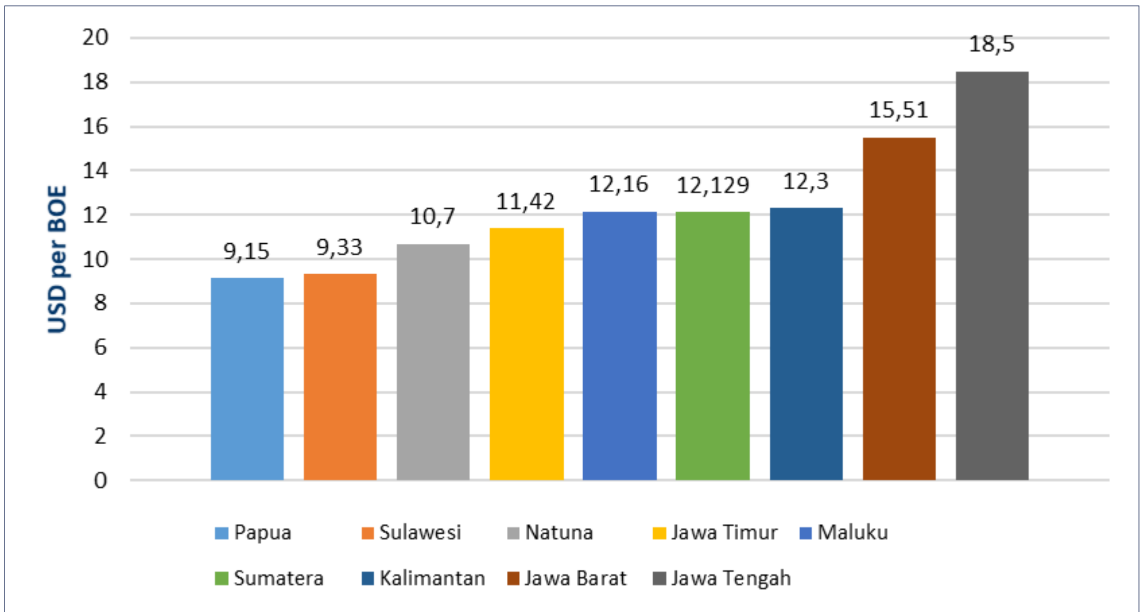


	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Global	19,67	21,23	22,35	17,84	17,84	15,1
Amerika Utara (Conv)	26,08	30,11	32,43	29,37	29,37	24,79
S.E. Asia	17,22	18,42	22,2	17,6	17,6	14,18
Indonesia	20,17	21,13	23,18	19,65	19,65	16,2

Sumber: KESDM, 2017

Gambar 19. Biaya Pengembangan Lapangan Gas Bumi Komparasi dengan Negara Lain.

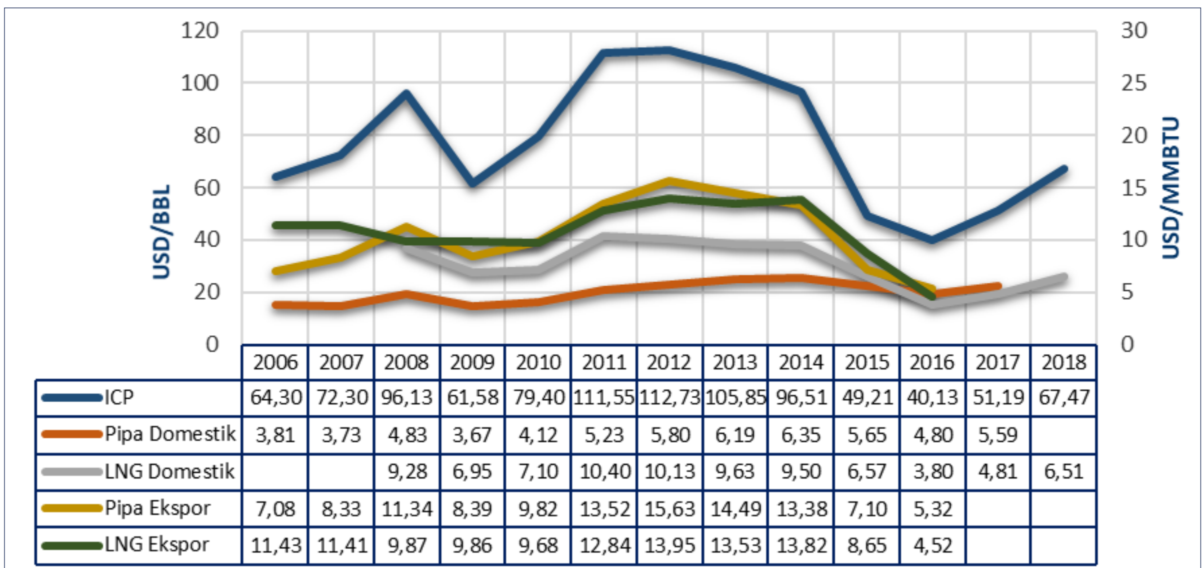
Sedangkan, Gambar 20 menunjukkan biaya pengembangan lapangan gas bumi sesuai dengan POD di Indonesia pada beberapa wilayah. Biaya pengembangan lapangan gas bumi di wilayah Jawa Tengah dan Jawa Barat lebih tinggi dibandingkan wilayah lainnya masing-masing 18,50 USD/BOE dan 15,51 USD/BOE. Sementara itu, wilayah Maluku, Sumatera, dan Kalimantan relatif sama sekitar 12 USD/ BOE.



Sumber: KESDM, 2017

Gambar 20. Biaya Pengembangan Lapangan Gas Bumi Sesuai POD.

Gambar 21 menunjukkan tren perkembangan harga gas untuk domestik dan ekspor dibandingkan dengan *Indonesian Crude Price* (ICP) selama periode 2012 - 2018 relatif hampir sama, kecuali harga gas domestik yang melalui pipa.



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ICP	64,30	72,30	96,13	61,58	79,40	111,55	112,73	105,85	96,51	49,21	40,13	51,19	67,47
Pipa Domestik	3,81	3,73	4,83	3,67	4,12	5,23	5,80	6,19	6,35	5,65	4,80	5,59	
LNG Domestik			9,28	6,95	7,10	10,40	10,13	9,63	9,50	6,57	3,80	4,81	6,51
Pipa Ekspor	7,08	8,33	11,34	8,39	9,82	13,52	15,63	14,49	13,38	7,10	5,32		
LNG Ekspor	11,43	11,41	9,87	9,86	9,68	12,84	13,95	13,53	13,82	8,65	4,52		

Sumber: KESDM, 2017 &2018

Gambar 21. Historis Pergerakan ICP dan Harga Gas Indonesia.

Pengaturan Harga Jual Gas Bumi di Indonesia melalui pipa dibagi menjadi 3 (tiga) kategori sebagai berikut:

- untuk pengguna rumah tangga dan pelanggan kecil, harga diatur dan ditetapkan oleh BPH Migas.
- untuk pengguna tertentu, besaran harga ditetapkan oleh Menteri ESDM.
- untuk pengguna umum, besaran harga ditetapkan oleh badan usaha dengan berpedoman pada kemampuan daya beli konsumen gas bumi dalam negeri, kesinambungan penyediaan dan pendistribusian gas bumi dan tingkat keekonomian dengan margin yang wajar bagi badan usaha.

Persetujuan Pemerintah pada prakteknya masih diperlukan dalam pengaturan harga jual gas bumi kepada seluruh konsumen, Badan Usaha niaga gas bumi seperti PT. Perusahaan Gas Negara (PGN) dan PT. Pertagas setelah melakukan formulasi harga jual perlu melaporkan formulasi harga jual gas tersebut kepada Pemerintah untuk disetujui.

Berikut perkembangan kondisi parameter yang mempengaruhi indikator harga gas selama periode 2014 - 2018 (Tabel 19):

- Pada 2014 harga POD beberapa lapangan gas bumi berkisar USD 4 - 10 per MMBTU, adapun harga jual gas bumi untuk industri domestik rata-rata sekitar USD 5,38 per MMBTU dan untuk pembangkit tenaga listrik sekitar USD 5,01 per MMBTU.
- Pada 2015 harga POD beberapa lapangan gas bumi berkisar USD 4,5 - 9,5 per MMBTU, adapun harga jual gas bumi meningkat masing-masing untuk industri domestik rata-rata USD 5,8 per MMBTU dan pembangkit tenaga listrik sekitar USD 5,42 per MMBTU.
- Pada 2016 harga POD beberapa lapangan gas bumi berkisar USD 4 - 9,5 per MMBTU, adapun harga jual gas bumi rata-rata sedikit menurun untuk industri domestik USD 5,76 per MMBTU dan untuk pembangkit tenaga listrik USD 6 - 8 per MMBTU.
- Pada 2017 harga POD beberapa lapangan gas bumi berkisar USD 4 - 9,5 per MMBTU, adapun harga jual gas bumi rata-rata sedikit menurun untuk industri domestik USD 6 per MMBTU dan untuk pembangkit tenaga listrik USD 6 - 8 per MMBTU.
- Pada 2018 harga POD beberapa lapangan gas bumi berkisar USD 4 - 9,5 per MMBTU, adapun harga jual gas bumi rata-rata sedikit menurun untuk industri domestik USD 5,76 per MMBTU dan meningkat untuk pembangkit tenaga listrik USD 6,07 per MMBTU.

Tabel 19. Data Parameter untuk Indikator Harga Gas Bumi.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Harga Keekonomian berdasarkan POD	USD/mmbtu	4 - 10	4,5 - 9	4,5 - 9	4,5 - 9	4,5 - 9
Harga Gas untuk pembangkit tenaga Listrik	USD/mmbtu	5,01	5,42	6,07	6 - 8	6 - 8
Harga Gas untuk Industri	USD/mmbtu	5,38	5,8	5,76	6	6

Sumber: KESDM & berbagai berita

Kebijakan ekonomi Pemerintah Paket III menetapkan bahwa penurunan harga gas bumi untuk industri berlaku mulai 1 Januari 2016, antara lain penurunan harga gas di hulu dilakukan untuk harga

gas antara USD 6 - 8/MMBTU diturunkan USD 0 - 1/MMBTU (0 - 16,7%) minimal USD 6/MMBTU. Sedangkan, USD 8/MMBTU keatas diturunkan USD 1 - 2/MMBTU (12,5 - 25%) minimal USD 6/MMBTU. Mekanisme penurunan harga dilakukan melalui pengurangan PNBP penjualan gas bumi dan penurunan harga juga akan dilakukan dengan penataan di sisi hilir, melalui pengaturan margin untuk trader gas bumi yang tidak memiliki fasilitas. Pengurangan iuran dan pajak pada proses transmisi dan distribusi gas bumi. Pengaturan margin/IRR untuk niaga gas bumi yang berfasilitas.

Pada tahun 2017, Menteri ESDM menetapkan harga gas untuk pembangkit listrik ditetapkan 14,5% dari ICP, sebagaimana diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 Tahun 2017 tentang pemanfaatan gas bumi untuk pembangkit listrik.

Pada akhir tahun 2017, Menteri ESDM menetapkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 58 Tahun 2017 tentang Harga Jual Gas Bumi Melalui Pipa Pada Kegiatan Usaha Hilir Migas. Permen ini bertujuan untuk meningkatkan pemanfaatan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri, menjamin terpenuhinya hak konsumen gas bumi, serta menjamin kepastian harga jual gas bumi hilir dengan mempertimbangkan daya beli konsumen gas bumi, kesinambungan penyediaan dan pendistribusian gas bumi dan tingkat keekonomian yang wajar bagi Badan Usaha Pemegang Izin Usaha Minyak dan Gas Bumi.

Hasil penilaian indikator harga gas bumi berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai tahan (Tabel 20). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator terus meningkat. Hal ini kemungkinan menunjukkan bahwa penurunan harga gas dinilai masih diupayakan berada pada kisaran harga keekonomian berdasarkan POD mengingat biaya pengembangan gas bumi per lapangan yang berbeda-beda dan juga adanya kebijakan yang mulai mempertimbangkan *willingness to pay* konsumen dengan mengurangi harga jualnya terutama konsumen besar seperti industri dan listrik.

Tabel 20. Indikator Harga Gas Bumi.

INDIKATOR (Aspek I Nomor 4)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
HARGA GAS BUMI	Harga jual gas bumi minimal sama dengan harga keekonomian lapangan (berdasarkan POD)	6,44	6,57	6,60	6,60

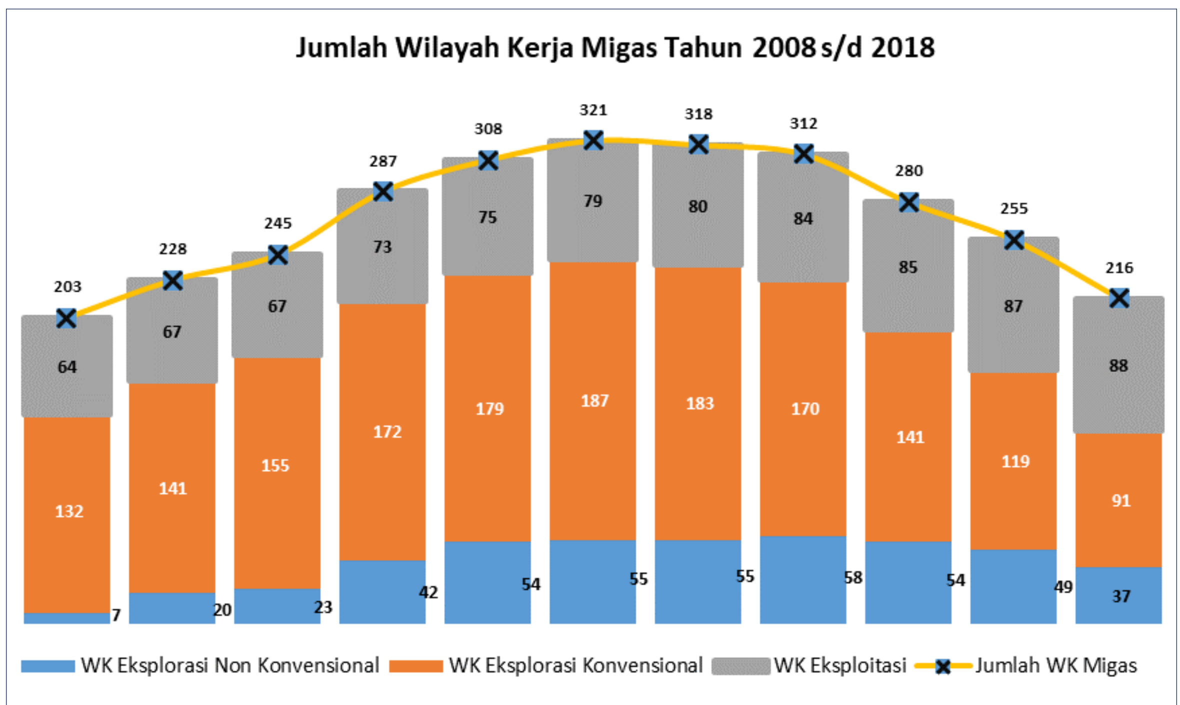
3.2 Penyediaan Minyak, BBM dan LPG

3.2.1 Produksi, Konsumsi & Infrastruktur Suplai Minyak Bumi, BBM dan LPG

Indonesia adalah negara produsen minyak bumi yang pernah tergabung dalam negara-negara pengekspor minyak dunia (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*/OPEC) dari tahun 1962

sampai 2008 dan sempat bergabung kembali tahun 2015 sebelum akhirnya kembali keluar sebagai anggota OPEC pada November 2016. Indonesia pernah dua kali mengalami puncak produksi minyaknya, pertama tahun 1977 ketika produksi minyak mencapai 1,65 juta barel per hari dan kedua tahun 1995 saat produksi minyak kembali pada kisaran 1,6 juta barel per hari. *Lifting* minyak dalam negeri pada tahun 2018 hanya 778 ribu BOEPD. atau hampir turun setengah dari puncak produksi tahun 1995. *Lifting* minyak tersebut tidak sepenuhnya digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik, karena terdapat juga bagian dari kontraktor.

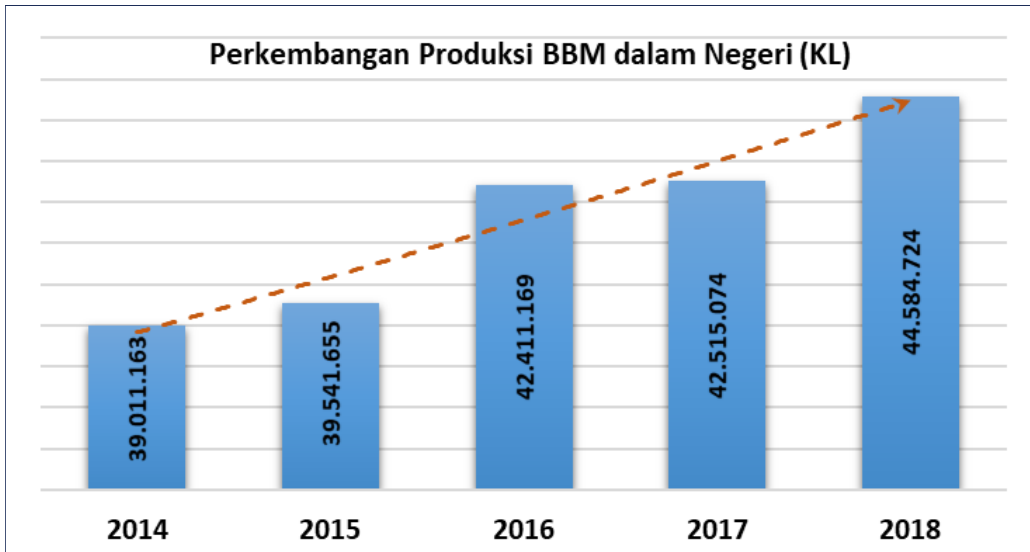
Sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 22, pada tahun 2018 terdapat 216 Wilayah Kerja (WK) eksplorasi dan produksi yang terdiri dari 1 88 WK Eksploitasi dan 128 WK (91 WK Eksplorasi Konvensional dan 37 WK Non Konvensional). Sejak tahun 2013 jumlah ini terus menyusut akibat diterminasinya sejumlah Kontrak Kerja Sama (KKS).



Sumber: Laporan Kinerja SKK Migas, 2018

Gambar 22. Jumlah Wilayah Kerja Migas Tahun 2008 - 2018.

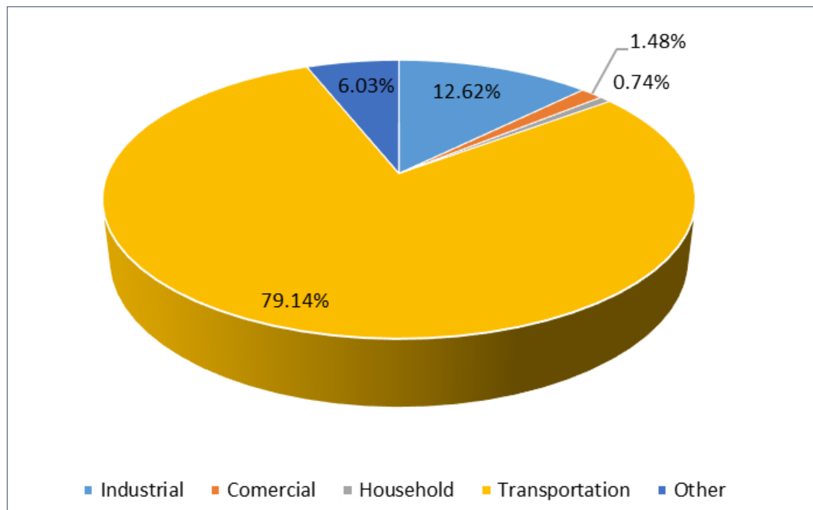
Sebagaimana negara penghasil minyak bumi lainnya, Indonesia juga memiliki kilang-kilang pengolahan yang menghasilkan berbagai macam jenis BBM, seperti Bensin RON 88, Bensin RON 92. Bensin RON 95, Avtur, Avgas, Minyak Tanah (Kerosin), Solar *Automotive Diesel Oil* (ADO), Solar *Industrial Diesel Oil* (IDO) dan Minyak Bakar. Meskipun demikian, hasil produksi kilang minyak domestik belum mencukupi kebutuhan BBM dalam negeri sehingga sebagian BBM diimpor. Perkembangan produksi BBM dalam negeri selama 5 (lima) tahun terakhir terlihat cenderung meningkat, terutama dari tahun 2016 ke tahun 2017, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 23.



Sumber: Laporan Tahunan Ditjen Migas, 2018

Gambar 23. Perkembangan Produksi BBM dalam negeri selama 5 (lima) tahun terakhir.

Komposisi konsumsi BBM tahun 2017 per sektor pengguna sebagaimana ditunjukkan dalam Gambar 24. adalah sektor transportasi (mencapai 57,5 juta KL/79,14%), sektor industri (hanya sekitar 8,95 juta KL/12,62%), rumah tangga (0,5 juta KL/0,74%), komersial (1 juta KL/1,48%), dan lainnya (4,28 juta KL/6,03%). Bahan bakar yang paling banyak dikonsumsi sektor transportasi adalah Ron 90/Pertalite (26%) dengan jumlah sekitar 14,5 juta KL. Hal ini menunjukkan peningkatan oktan pada BBM yang dipakai sektor transportasi, karena sebelumnya BBM yang paling banyak dikonsumsi adalah Ron 88 (Premium).



Sumber: Diolah dari data Ditjen Migas, 2017

Gambar 24. Komposisi Konsumsi BBM per Sektor Pengguna Tahun 2017.

Indonesia saat ini memiliki 10 kilang dengan total kapasitas pengolahan minyak sekitar 1.169 ribu barel per hari sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 25. Pengoperasian 8 kilang dilakukan oleh Pertamina (90% dari total kapasitas kilang) dan 2 kilang lainnya dioperasikan oleh perusahaan swasta, yaitu Trans Pacifik Petrochemical Indotama (TPPI) dan Tri Wahana Universal (TWU). Kilang yang dikelola Pertamina adalah Kilang Dumai (127 ribu bph), Kilang Sungai Pakning (50 ribu bph), Kilang Plaju (127,3 ribu bph), Kilang Cilacap (348 ribu bph), Kilang Balongan (125 ribu bph), Kilang Cepu (3,8 ribu bph), Kilang Balikpapan (260 ribu bph) dan Kilang Kasim (10 ribu bph). Adapun kapasitas kilang TPPI Tuban adalah 100 ribu bph dan Kilang TWU sebesar 18 ribu bph. Kapasitas kilang ini belum ada perubahan dari tahun sebelumnya.

Realisasi pengembangan kapasitas kilang BBM sangat penting bagi Indonesia karena hingga saat ini volume kebutuhan BBM nasional cukup tinggi dan tidak sebanding dengan produksi BBM kilang domestik. Pemerintah dan Pertamina selaku BUMN telah merencanakan penambahan kapasitas kilang. Dalam RUEN disebutkan bahwa kapasitas kilang minyak nasional akan ditingkatkan menjadi lebih dari 2 juta barel.

Sesuai RUEN yang ditunjukkan pada Tabel 21, rencana pembangunan (*upgrade*) kilang di Bontang dan Cilacap dengan total kapasitas 362 juta bph. Lima kilang berlokasi di Pulau Jawa dengan porsi 51% dari total kapasitas kilang. Sedangkan, Pulau Sumatera terdapat 3 kilang dengan porsi 26% dari total kapasitas kilang. Pulau Kalimantan dan Papua juga memiliki masing-masing 1 kilang. Hanya 2 kilang terbesar, yaitu Cilacap (348 juta bph) di Jawa Tengah dan Balikpapan (260 juta bph) di Kalimantan Timur yang dapat mengolah minyak impor, karena kilang lain memiliki kompleksitas lebih rendah.

Saat ini, rencana tersebut juga termasuk dalam *Refinery Development Master Plan* (RDMP) Pertamina. Berdasarkan KPPIP, proyek ini tahap awal akan merevitalisasi 5 (lima) kilang di Indonesia, antara lain Cilacap, Balongan, Dumai, Balikpapan dan Plaju hingga tahun 2021. Jika proyek yang diperkirakan menghabiskan investasi sebesar Rp. 210 Triliun ini berjalan dengan baik, produksi 5 kilang tersebut akan meningkat hingga 150% pada tahun 2021.



1	PT. IKP	6 MBCD	8	GRR Tuban	300 MBCD
2	Dumai	127 MBCD	9	PT. TWU	18 MBCD
3	Sungai Pakning	50 MBCD	10	PT. TPPI Tuban	100 MBCD
4	Plaju	127,3 MBCD	11	Balikpapan	260 MBCD
5	Balongan	125 MBCD	12	GRR Bontang	300 MBCD
6	Cilacap	348 MBCD	13	Kasim	10 MBCD
7	Cepu	3,8 MBCD			

Sumber: Diolah dari Lakin Ditjen Migas 2018

Gambar 25. Peta Kilang Minyak Indonesia.

Tabel 21. Rencana Pengembangan Kapasitas Kilang Minyak 2015 - 2025.

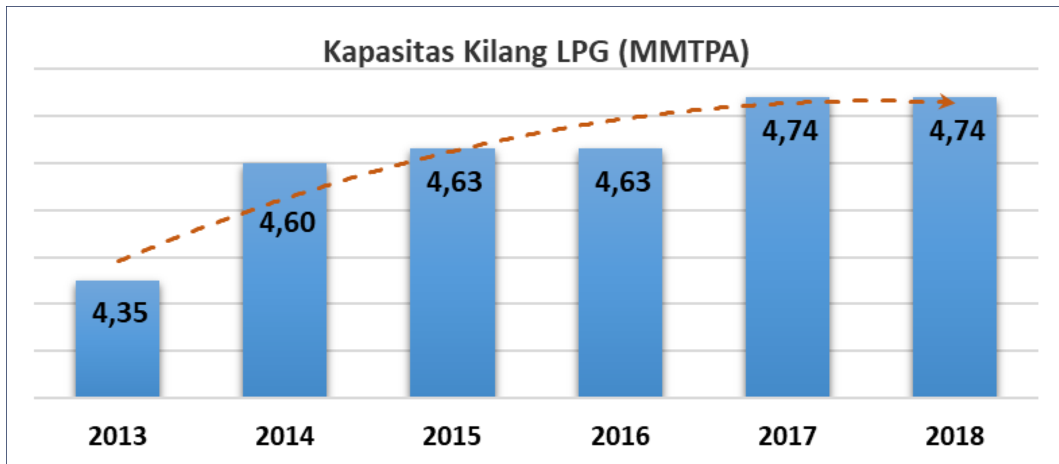
NO	KILANG	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Kilang Baru	-	6	6	6	6	6	306	306	606	906	906
	a. Kilang Swasta PT. IKP		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	b. GR Refinery West I (Tuban)							300	300	300	300	300
	c. Kilang Bontang Skema KPS									300	300	300
	d. Gross Root Refinery West III									300	300	
2	RDMP	860	860	860	860	960	960	960	982	1,262	1,262	1,262
	a. Balikpapan	260	260	260	260	360	360	360	360	360	360	360
	b. Cilacap	348	348	348	348	348	348	348	370	370	370	370
	c. Dumai	127	127	127	127	127	127	127	127	257	257	257

NO	KILANG	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	d. Balongan	125	125	125	125	125	125	125	125	275	275	275
3	Kilang Saat Ini	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	257
	a. Sungai Pakning	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	-
	b. Kasim	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	c. Cepu (Pusdiklat)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	d. Tuban/TPPI	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	e. TWU	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	f. TWU II	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	g. Plaju	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
Total Kapasitas		1,167	1,173	1,173	1,173	1,273	1,273	1,573	1,595	2,175	2,475	2,425
Hasil Produk Kilang		782	786	786	786	853	853	1091	1105	1530	1768	1734

Sumber: RUEN 2015 - 2050 Setjen DEN

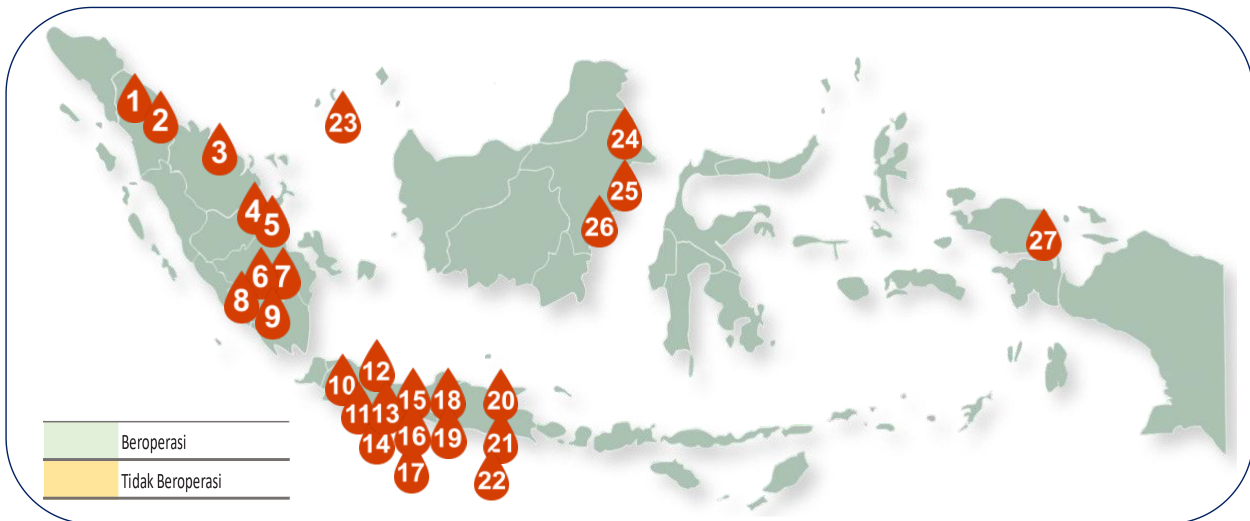
Bagian berikut ini menjelaskan kondisi penyediaan LPG yang merupakan gas hidrokarbon yang dicairkan dengan tekanan untuk memudahkan penyimpanan, pengangkutan dan penanganannya pada dasarnya terdiri atas propana, butana dan campuran keduanya. LPG sendiri dapat dihasilkan dari kilang minyak maupun kilang gas. Saat ini, Indonesia memiliki 25 kilang LPG, yang terdiri dari kilang minyak yang menghasilkan LPG, kilang LPG pola hulu dan LPG pola hilir.

Pada tahun 2018, total kapasitas kilang LPG adalah 4,74 Juta MT. Kapasitas kilang LPG tersebut tidak mengalami perubahan dari tahun 2017 (Gambar 26). Namun demikian dari kapasitas sebesar 4,74 *Million Metric Ton Per Annum* (MMTPA) hanya 3,89 MMTPA yang beroperasi. Hal ini disebabkan ada beberapa kilang pola hulu dan pola hilir yang tidak beroperasi lagi. Peta sebaran kilang LPG ditunjukkan pada Gambar 27.



Sumber: Diolah dari Lakin Ditjen Migas, 2018

Gambar 26. Kapasitas Kilang LPG Tahun 2013 - 2018.



1	PT. Maruta Bumi Prima Langkat	17 MTPA	10	PT. Sumber Daya Kelola Tugu Barat	7 MTPA	19	PT. Gasuma Federal Indonesia Tuban	26 MTPA
2	PT. Pertamina (Persero) UP I P Brandan	44 MTPA	11	PT. Bina Bangun WM Tambun	55 MTPA	20	PT. Saka Indonesia Ujung Pangkah	113 MTPA
3	PT. Pertamina (Persero) UP II Dumai	68 MTPA	12	PT. Yudistira Energi Pondok Tengah	58 MTPA	21	PT. Media Karya Sentosa I Gresik	58 MTPA
4	PT. Petrochina TJ Jabung	600 MTPA	13	PT. Sumber Daya Kelola Losarang	3,8 MTPA	22	PT. Media Karya Sentosa II Gresik	84 MTPA
5	PT. Medco LPG Kaji	73 MTPA	14	PT. Yudistira Haka Perkasa Cilamaya	3,8 MTPA	22	PT. Arsynergy Resources Gresik	109,5MTPA
6	PT. Pertamina (Persero) UP III Plaju	131 MTPA	15	PT. Wahana Insanugraha Cemara	37 MTPA	24	PT. Conoco Phillips Belanak	525 MTPA
7	PT. Perta Samtan Gas Sg Gerong	259 MTPA	16	PT. Pertamina (Persero) UP VI & Mundu	548 MTPA	25	PT. Badak NGL Bontang	1000 MTPA
8	PT. Titis Sampurna Prabumulih	73 MTPA	17	PT. Pertamina (Persero) UP IV	318 MTPA	26	PT. Chevron TJ Santan	90 MTPA
9	PT. Surya Esa Perkasa Lembank	82 MTPA	18	PT. Tuban LPG Indonesia Tuban	175 MTPA	27	PT. Petrogas Basin	14 MTPA

Sumber: Diolah dari Lakin Ditjen Migas, 2018

Gambar 27. Peta Sebaran Kilang LPG.

Kebijakan konversi minyak tanah menjadi LPG telah dicanangkan sejak tahun 2006 dan mulai dilakukan pada tahun 2007 di DKI Jakarta, Tangerang dan Depok menjadikan konsumsi LPG dalam negeri melonjak drastis hingga tahun 2017. Hingga tahun 2016, daerah yang belum tersentuh

kebijakan konversi minyak tanah ke LPG tinggal Pulau Maluku dan Papua. Tujuan konversi minyak tanah ke LPG ini antara lain:

1. Melakukan diversifikasi pasokan energi untuk mengurangi ketergantungan terhadap BBM,
2. Melakukan efisiensi anggaran Pemerintah,
3. Mengurangi penyalahgunaan minyak tanah bersubsidi, dan
4. Menyediakan bahan bakar yang praktis, bersih dan efisien.

Berdasarkan Lakip Migas 2018, pada tahun 2018 produksi domestik LPG sekitar 2.027,26 Juta MT, menurun dari produksi sebesar 2.027,94 Juta MT dari tahun sebelumnya. Sementara itu, konsumsi LPG domestik terus mengalami peningkatan akibat kebijakan konversi dari minyak tanah. Pada tahun 2018, konsumsi LPG 7.562,89 Juta MT atau meningkat dari konsumsi tahun 2017, sebesar 7.190,87 Juta MT.

Dalam penilaian indikator penyediaan BBM dan LPG didefinisikan bahwa penyediaan BBM dan LPG adalah kegiatan atau proses menyediakan BBM dan LPG, baik dari dalam negeri maupun dari luar negeri. Kondisi parameter yang dapat dipertimbangkan mempengaruhi indikator tersebut, antara lain perkembangan kondisi kemampuan produksi kilang BBM dan LPG yang dapat memenuhi 100% kebutuhan domestik, adapun untuk kapasitas penyimpanan BBM, saat ini mampu menyimpan 21 hari *coverage days*. Pada Tabel 22. menunjukkan perkembangan parameter yang dapat mempengaruhi indikator penyediaan BBM dan LPG selama periode 2014 - 2018 dengan penjelasan pada bagian berikut ini.

Pada 2014, kemampuan produksi kilang dalam negeri dapat menghasilkan masing-masing premium 37,9%, solar 63,0%, avtur 75,0% dan LPG 39,1%. Sedangkan, total kapasitas penyimpanan BBM dalam negeri mencapai 4.670.650 KL. Dengan konsumsi 193,9 ribu KL per hari maka kapasitas penyimpanan BBM dapat menyimpan sekitar 24,09 hari konsumsi.

Pada 2015, kemampuan produksi kilang dalam negeri dapat menghasilkan masing-masing premium 40,6%, solar 70,5%, avtur 74,2% dan LPG 36,2%. Sedangkan, total kapasitas penyimpanan BBM dalam negeri mencapai 6.517.335 juta KL. Dengan konsumsi 184,9 ribu KL per hari maka kapasitas penyimpanan BBM dapat menyimpan sekitar 35,24 hari konsumsi.

Pada 2016 kemampuan produksi kilang dalam negeri dapat menghasilkan masing-masing premium 50,5%, solar 70,3%, avtur 74,3% dan LPG 33,7%. Sedangkan, total kapasitas penyimpanan BBM dalam negeri mencapai 8.520.449 KL. Dengan konsumsi 186,7 ribu KL per hari maka kapasitas penyimpanan BBM dapat menyimpan sekitar 45,64 hari konsumsi.

Pada 2017 kemampuan produksi kilang dalam negeri dapat menghasilkan masing-masing premium 63,5%, solar 47,3%, avtur 67,8% dan LPG 28,2%. Sedangkan, total kapasitas penyimpanan BBM dalam negeri mencapai 8.264.031 KL. Dengan konsumsi 194.457,93 ribu KL per hari maka kapasitas penyimpanan BBM dapat menyimpan sekitar 42,50 hari konsumsi.

Pada 2018 kemampuan produksi kilang dalam negeri dapat menghasilkan masing-masing premium 79,8%, solar 71,8%, avtur 73,0% dan LPG 26,8%. Sedangkan, total kapasitas penyimpanan BBM dalam

negeri mencapai 8,515443 juta KL. Dengan konsumsi 202.956,43 KL per hari maka kapasitas penyimpanan BBM dapat menyimpan sekitar 41,96 hari konsumsi.

Tabel 22. Data Parameter untuk Indikator Penyediaan BBM dan LPG.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Kemampuan Produksi premium dari Kilang*	%	37,9	40,6	50,5	63,5	79,8
Produksi Premium	KL	11.260.817,1	11.404.550,9	10.950.568,3	7.937.405,3	8.582.817,8
Konsumsi Premium	KL	29.707.002	28.107.022	21.679.698	12.492.553	10.754.461
Persentase Impor Premium *	%	62,1	59,4	49,5	36,5	20,2
Kemampuan Produksi Solar dari Kilang*	%	63,0	70,5	70,3	72,8	71,8
Produksi Solar	KL	20.589.064,5	20.557.969,8	19.685.466,7	21.294.575,7	22.223.743,4
Konsumsi Solar (total)	KL	32.673.230	29.172.694	27.994.532	29.263.609	30.962.670
Kemampuan Produksi Avtur dari Kilang*	%	75,0	74,2	74,3	67,8	73,0
Produksi Avtur	KL	3.169.955,9	3.217.819,0	3.623.870,2	3.643.462,2	4.174.253,0
Konsumsi Avtur	KL	4.229.094	4.336.624	4.875.486	5.371.183	5.717.729
Persentase Impor Avtur*	%	25,0	25,8	25,7	32,2	27,0
Kemampuan Kapasitas Tanki BBM	Hari Konsumsi	24,09**	35,24**	45,64**	42,50***	42***
Kemampuan Produksi LPG dari Kilang*	%	39,1	36,2	33,7	28,2	26,8
Produksi LPG	juta MT	2.380,86	2.307,40	2.241,567	2.027,94	2.027,26
Konsumsi LPG	juta MT	6.093,13	6.376,99	6.642,62	7.190,87	7.562,89
Persentase Impor LPG*	%	60,9	63,8	66,3	71,8	73,2
Konsumsi BBM	KL	70.774.978	67.509.826	68.148.198	70.977.143	74.079.096

*Sumber: Statistik Migas 2018, *diolah dari Statistik Migas 2018, **diolah dari Lakin BPH Migas 2018 dan Infografis-kapasitas Penyimpanan BBM Tahun 2014 - 2016 BPH Migas*

Hasil penilaian indikator penyediaan BBM dan LPG berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai kurang tahan (Tabel 23). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator sedikit meningkat. Hal ini menunjukkan bahwa indikator kemungkinan dinilai berdasarkan realisasi peningkatan kemampuan kapasitas produksi domestik belum sesuai dengan target, terutama yang diakibatkan oleh keterbatasan dukungan dana investasi dan masalah perizinan. Sehingga produksi

domestik yang cenderung menurun akibat infrastruktur yang kurang memadai tersebut dan semakin meningkatnya ketergantungan terhadap impor dapat menimbulkan potensi kerentanan dalam pemenuhan kebutuhan yang akan terus meningkat.

Tabel 23. Indikator Penyediaan BBM dan LPG.

INDIKATOR (Aspek II Nomor 5)	NILAI PATOKAN TERTINGGI	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
PENYEDIAAN BBM dan LPG	- Kemampuan produksi kilang BBM dan LPG memenuhi 100% kebutuhan domestik - Kapasitas Penyimpanan BBM dan LPG mampu menyimpan 30 hari konsumsi	5,77	5,94	5,95	5,95

3.2.2 Ekspor dan Impor Minyak Bumi dan Kondensat

Pada tahun 2018, total ekspor minyak bumi (*crude*) dan kondensat Indonesia sebesar 74.472.089 BO terdiri dari minyak bumi sebesar 64.704.890 BO dan kondensat sebesar 9.767.199 BO. Selama kurun lima tahun 2014 - 2018, ekspor mengalami fluktuasi. Selama kurun waktu 204-2016, ekspor minyak bumi dan kondensat terus mengalami kenaikan dengan ekspor tertinggi pada tahun 2016 sebesar 125.515.791 BO. Selanjutnya pada tahun 2017 mengalami penurunan menjadi sebesar 102.677.897 BO dan pada tahun 2018 menjadi sebesar 74.472.089 BO. Penurunan eskpor ini sejalan dengan terus menurunnya target produksi dan lifting minyak dan gas bumi nasional, di samping itu penemuan cadangan dan produksi pada sumur-sumur ekploitasi yang baru serta kegiatan inovasi lainnya yang mempercepat produksi juga tergolong kecil (Tabel 24).

Tabel 24. Ekspor Minyak Bumi dan Kondensat Indonesia Per-Negara Tujuan 2014 - 2018.

Barel

KATEGORI	NEGARA TUJUAN	2014	2015	2016	2017	2018
Kondensat	Australia	832.692	650.172	1.330.290	611.470	867.719
	Cina	614.201	286.886	-	-	-
	Jepang	1.701.430	2.082.865	2.682.903	1.163.666	-
	Korea Selatan	1.422.063	2.370.992	1.335.579	3.020.569	2.479.322
	Malaysia	1.149.726	796.591	-	754.345	842.271
	Papua Nugini	-	-	209.553	-	-
	Filipina	-	-	299.996	-	221.124
	Singapura	7.723.832	7.310.544	5.714.336	6.502.303	4.415.299
	Thailand	3.183.012	4.166.766	2.870.320	1.289.568	941.464

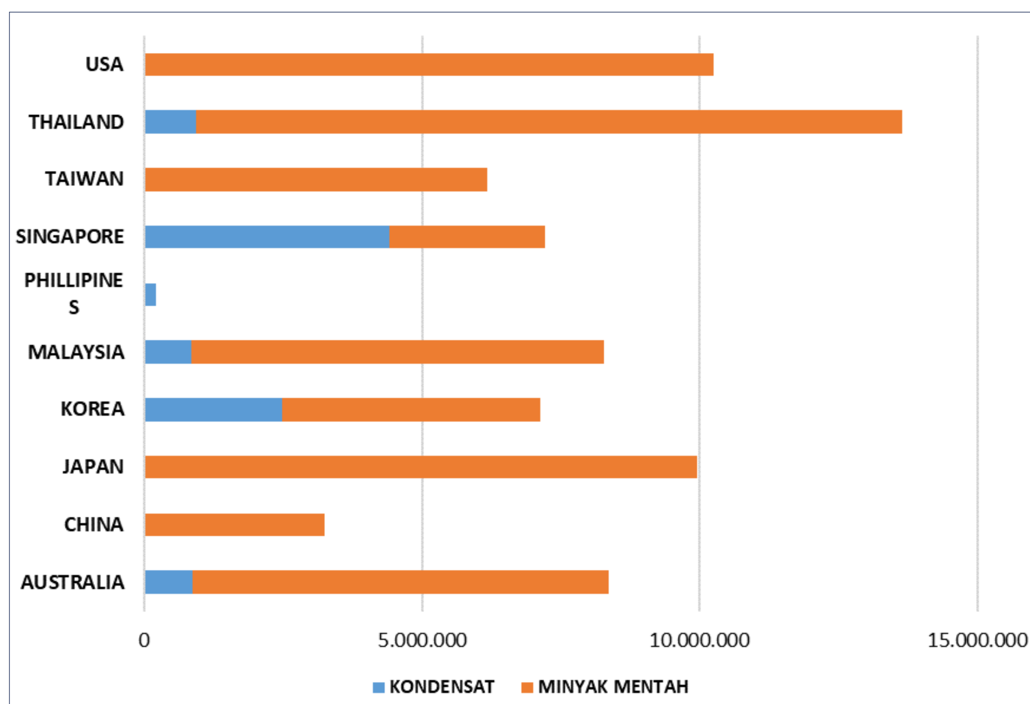
KATEGORI	NEGARA TUJUAN	2014	2015	2016	2017	2018
	UEA	-	-	-	230.068	-
	Vietnam	-	-	-	85.072	-
Minyak Bumi	Australia	12.123.741	12.024.058	12.059.986	10.068.648	7.484.553
	Cina	1.602.279	11.067.006	19.614.902	10.928.257	3.251.711
	India	-	-	3.342.474	-	-
	Jepang	30.923.651	24.550.737	15.720.663	10.737.193	9.954.882
	Korea Selatan	6.164.416	6.109.785	5.283.122	4.445.913	4.642.910
	Malaysia	2.175.850	3.628.660	14.113.741	10.850.599	7.437.740
	Selandia Baru	274.929	869.482	476.595	-	-
	Filipina	-	80.042	96.035	-	-
	Singapura	5.955.975	8.256.927	7.866.715	5.868.729	2.806.610
	Taiwan	5.272.342	5.243.641	6.524.943	7.543.491	6.172.402
	Thailand	5.149.368	11.874.404	16.030.721	16.591.594	12.709.451
	USA	6.810.770	13.647.887	9.942.918	11.986.411	10.244.632
TOTAL		93.080.276	115.017.446	125.515.791	102.677.897	74.472.089

Sumber: Statistik Migas, 2018

Penurunan ini kemungkinan akan terus terjadi karena sesuai target APBN pada tahun 2019 produksi sebesar 775.000 BOPD sedangkan pada tahun 2018 target produksi sebasat 800.000 BPOD. Untuk itu perlu langkah-langkah dan inovasi agar produksi dan lifting dapat dipertahan antara lain melalui:

- Mendorong percepatan eksplorasi dan penyelesaian pengembangan wilayah kerja migas.
- Penerapan teknologi terkini dan tepat guna.
- Mengupayakan metode-metode baru penemuan sumber daya dan cadangan migas.
- Monitoring proyek pengembangan lapangan onstream tepat waktu.
- Melakukan pemeliharaan untuk meningkatkan kehandalan fasilitas produksi.
- Percepatan proses dan tahapan-tahapan dalam bisnis hulu migas, termasuk pendanaan dan pengadaan.

Selanjutnya berdasarkan negara tujuan, Thailand merupakan negara yang menjadi tujuan ekspor tersebesar minyak bumi dan kondensat Indonesia pada tahun 2018. Ekspor negara tujuan berikutnya diikuti oleh negara-negara USA, Jepang, Australia, Malaysia, Singapura, Taiwan, China dan Filipina (Gambar 28).



Sumber: Statistik Migas, 2018

Gambar 28. Ekspor Minyak Bumi dan Kondensat Per-Negara Tujuan Tahun 2018.

Indonesia juga mengimpor minyak bumi dari beberapa negara. Pada tahun 2018, total impor minyak bumi (*crude*) Indonesia sebesar 113.054.531 BO. Selama kurun lima tahun 2014 - 2018, impor mengalami fluktuasi. Selama kurun waktu 2014 - 2016, impor minyak bumi terus mengalami kenaikan dengan impor tertinggi pada tahun 2016 sebesar 148.361.447 BO. Selanjutnya pada tahun 2017 mengalami penurunan menjadi sebesar 141.616.050 BO dan pada tahun 2018 menjadi sebesar 113.054.531 BO (Tabel 25).

Penurunan impor ini sejalan dengan berbagai kebijakan pemerintah untuk menguragi penggunaan energi fossil dan peningkatan penggunaan Energi Baru Terbarukan (EBT) dan pemanfaatan CPO dan nabati lainnya untuk campuran BBM pada biodiesel (B20) dan pada pembangkit listrik. Hal ini terlihat makin tingginya besaran penggunaan Bauran Energi Primer yang berasal dari EBT sebagaimana target Kebijakan Energi Nasional sebesar 23% dari total energi primer nasional pada tahun 2025.

Tabel 25. Impor Minyak Bumi Per-Negara Asal 2014 - 2018.

Barel

NEGARA ASAL	2014	2015	2016	2017	2018
Afrika	-	-	-	7.273.370	-
Aljazair	3.566.686	3.965.881	7.753.413	6.527.760	4.852.169
Angola	1.854.728	11.050.000	4.109.371	6.272.640	6.622.574
Australia	-	2.150.000	14.334.271	19.055.570	-

NEGARA ASAL	2014	2015	2016	2017	2018
Azerbaijan	32.056.040	22.050.000	11.924.866	13.269.360	-
Brunei Darussalam	5.147.937	1.800.000	1.738.315	629.320	-
Cina	-	-	-	659.170	624.170
Kongo	-	6.000.000	4.345.688	4.938.730	3.618.941
Gabon	-	-	1.871.981	139.910	1.877.858
Guinea	-	1.200.000	1.887.984	-	-
Irak	-	-	-	3.902.360	-
Iran	-	-	-	1.037.430	-
Kamerun	-	-	944.075	-	-
Korea Selatan	-	-	1.310.163	-	-
Liberia	-	-	-	984.960	-
Libia	-	-	1.096.886	2.950.680	2.544.301
Malaysia	2.377.356	8.700.000	16.276.199	7.485.750	14.342.033
Mesir	-	2.150.000	5.963.095	1.850.780	-
Nigeria	34.946.503	39.800.000	34.568.799	32.441.070	30.667.111
Norwegia	-	-	3.117.997	-	629.073
Rusia	1.224.743	1.800.000	-	-	-
Saudi Arabia	39.606.732	36.000.000	35.087.558	32.197.190	31.840.631
Singapura	-	-	-	-	2.244.768
Sudan	-	-	602.492	-	2.427.747
Thailand	-	-	-	-	200.000
Turki *)	603.440	-	-	-	10.563.155
UAE	-	-	409.677	-	-
Vietnam	609.279	-	1.018.618	-	-
TOTAL PER TAHUN	121.993.445	136.665.881	148.361.447	141.616.050	113.054.531

** Turki hanya pelabuhan muat* *Data 2018 Belum Diaudit*

Sumber: Statistik Migas, 2018

Selanjutnya berdasarkan negara asal pada tahun 2018, impor terbesar berasal dari Saudi Arabia sebesar 31.840.631 BO. Asal negara berikutnya adalah negara-negara Nigeria, Malaysia, Turki, Angola, Algeria, Kongo, Libya, Sudan, Gabon, Norwegia, China dan Thailand. Sebelum tahun 2018,

terdapat beberapa negara yang juga merupakan asal impor minyak Indonesia seperti Australia, Azerbaizan, Brunei Darussalam, Guinea, Irak, Iran, Kamerun, Korea, Liberia, Mesir, Rusia, UEA dan Vietnam. Sedangkan negara asal yang baru menjadi asal impor minyak bumi Indonesia adalah Singapura, China, Norwegia, Sudan dan Turki.

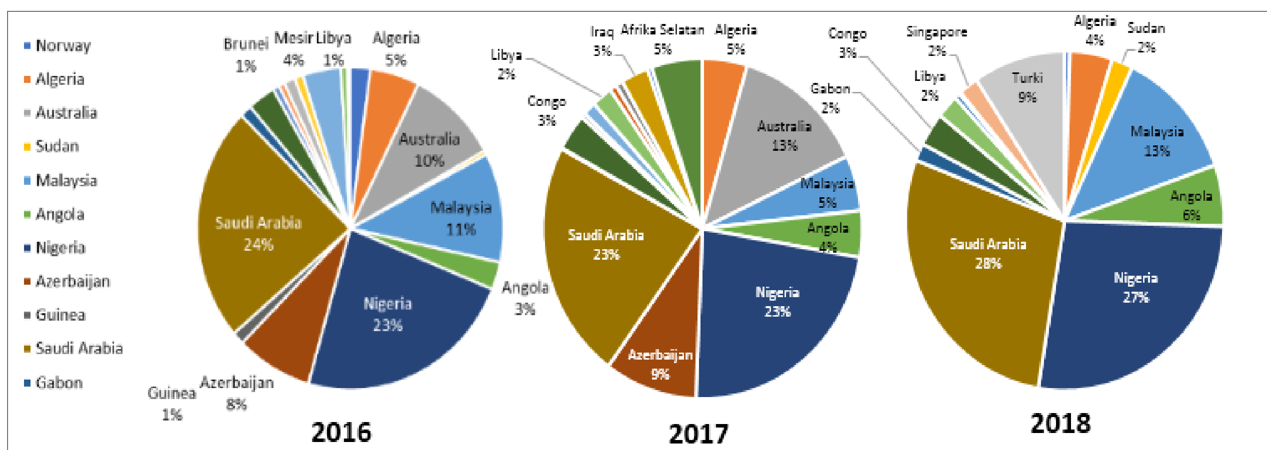
Tingkat ketergantungan impor minyak bumi diukur menggunakan pendekatan *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI), suatu metode pengukuran yang menilai tingkat persaingan antara sesama kompetitor (skala 0,01-1). Nilai HHI untuk impor minyak bumi dihitung berdasarkan volume impor dari masing-masing negara dan jumlah negara asal impor minyak bumi. Semakin banyak negara sebagai sumber impor minyak bumi dengan besaran volume yang merata akan mengurangi tingkat ketergantungan minyak bumi pada negara importir tertentu.

Penilaian indikator impor minyak bumi mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, antara lain kebutuhan *intake* kilang untuk minyak bumi 100% terpenuhi dari dalam negeri dan rasio HHI sumber impor minyak bumi ≤ 0,25. Tabel 26 menunjukkan perkembangan parameter yang dapat mempengaruhi indikator impor minyak bumi selama periode 2014 - 2016 dengan penjelasan pada bagian berikut ini.

Total impor minyak bumi tahun 2016 mencapai 148,4 juta barel untuk memenuhi sekitar 40,9% kebutuhan *intake* kilang dengan rasio HHI sebesar 0,15. Hal ini berarti pasokan *intake* kilang yang bersumber dari minyak bumi domestik hanya sekitar 59,1%. Sementara itu tingkat ketergantungan impor minyak bumi cukup rendah (<0,25), dengan perolehan pasokan impor sebagian besar berasal dari Arab Saudi (24%), Nigeria (23%), dan Malaysia (11%). Komposisi negara asal impor minyak bumi Indonesia tahun 2016 - 2018 dapat dilihat pada Gambar 29.

Tabel 26. Data Parameter Indikator Impor Minyak Bumi.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Impor minyak bumi	Juta Barel	122	136,7	148,4	141,6	113,
Kebutuhan *intake* kilang	Juta Barel	369,8	350,1	362,4	323,7	334,
Persentase impor untuk *intake*	%	33	39	40,9	43,8	33,
Persentase minyak domestik untuk *intake*	%	67	61	59,1	56,2	66,
Indeks HHI		0,26	0,19	0,15	0,14	0,1
Negara sumber impor minyak bumi terbesar	%	32 (Arab S.)	29 (Nigeria)	24 (Arab S.)	23 (Arab S.)	2 (Arab S.



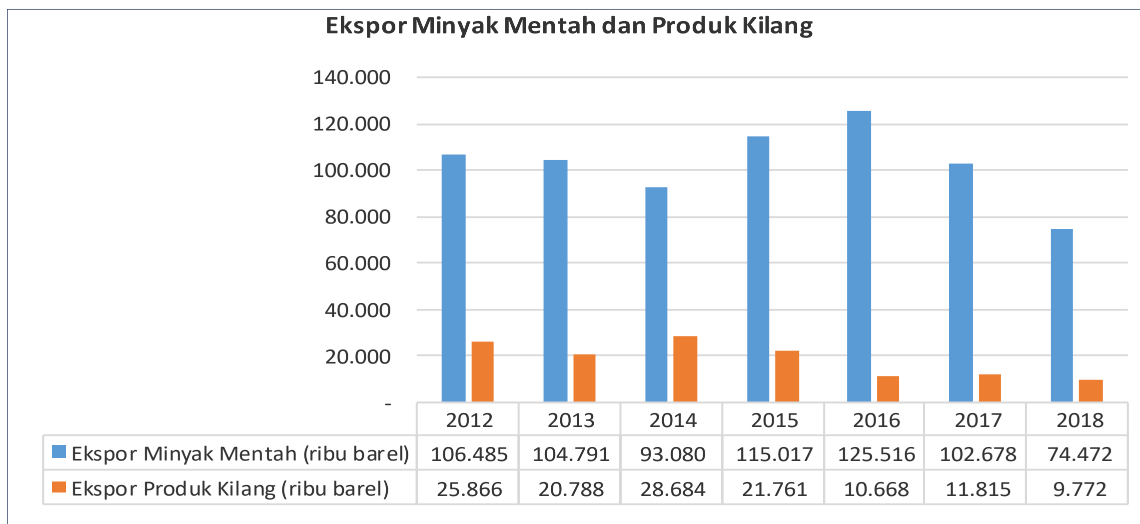
Sumber: Diolah dari Statistik Migas, 2019

Gambar 29. Perkembangan Komposisi Negara Pemasok Impor Minyak Bumi Indonesia.

Total impor minyak bumi tahun 2017 menurun sekitar 5% dengan volume mencapai 141,6 juta barel untuk memenuhi kebutuhan *intake* kilang sebesar 43,8% dengan rasio HHI-nya menurun sekitar 0,14. Data ini menunjukkan bahwa pasokan *intake* kilang yang bersumber dari minyak bumi domestik meningkat menjadi hanya sebesar 56,2%. Namun demikian, tingkat ketergantungan impor dengan negara Timur Tengah rendah (<0,25) menurun dari tahun sebelumnya, meskipun pasokan impor tetap diperoleh sebagian besar berasal dari Nigeria (23%), Arab Saudi (23%), dan Australia (13%) seperti ditunjukkan pada Gambar 29.

Total impor minyak bumi tahun 2018 menurun menjadi sebesar 113,1 juta barel untuk memenuhi kebutuhan *intake* kilang sekitar 33,8% dengan rasio HHI-nya meningkat menjadi 0,19. Hal ini menunjukkan bahwa pasokan *intake* kilang yang bersumber dari minyak bumi domestik semakin meningkat menjadi 66,2%. Sedangkan tingkat ketergantungan impor terhadap negara Timur Tengah cukup tinggi (>0,25), walaupun sebagian besar pasokan impor tetap berasal dari Arab Saudi (28%) dan Nigeria (27%). Akan tetapi, terdapat pergeseran perolehan pasokan impor terutama dari beberapa negara Asia seperti Malaysia (13%), sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 29.

Hasil penilaian indikator impor minyak bumi berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai kurang tahan (Tabel 27). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator sedikit menurun. Hal ini menunjukkan bahwa indikator dapat dinilai juga berdasarkan realisasi kemampuan lapangan produksi domestik (wilayah kerja) yang terus menurun cukup besar dan belum mencapai target, terutama yang diakibatkan oleh ketidakpastian produksi dengan tren penyusutan wilayah kerja yang diterminasi dan belum adanya temuan cadangan baru yang besar. Sehingga kondisi tersebut mendorong peningkatan kebutuhan impor dan menimbulkan potensi kerentanan dalam pemenuhan kebutuhan yang akan terus meningkat, walaupun saat ini terdapat penurunan tingkat ketergantungan impor terhadap negara Timur Tengah.



Sumber: Statistik Migas Tahun, 2018

Gambar 30. Ekspor Minyak Bumi dan Produk Kilang Tahun 2018.

Sementara itu, Indonesia juga mengekspor minyak bumi dan produk kilang dengan perkembangan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 30. Mengingat, ekspor migas masih merupakan salah satu sumber devisa negara yang cukup besar porsinya dalam APBN. Pada 2018, total ekspor minyak bumi sekitar 74,47 juta barel, menurun sekitar 28,20 juta barel dari tahun sebelumnya yang mencapai sekitar 102,67 juta barel. Hal ini sejalan dengan KEN yang mengamanatkan perubahan paradigma bahwa sumber energi bukan sebagai komoditi, melainkan modal pembangunan.

Tabel 27. Indikator Ekspor dan Impor Minyak Bumi.

INDIKATOR (Aspek III Nomor 13)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
IMPOR MINYAK BUMI	- Kebutuhan *intake* kilang untuk minyak bumi 100% diharapkan terpenuhi dari dalam negeri - Rasio HHI sumber impor minyak bumi ≤ 0,25	5,92	5,90	5,87	5,89

3.2.3 Ekspor dan Impor BBM, LPG dan LNG

Selama periode tahun 2014-2018, tercatat jenis ekspor BBM adalah avtur, avgas, bensin 92, minyak tanah, minyak solar dan minyak bakar. Avtur dan minyak bakar merupakan jenis BBM yang diekspor sejak 2014 sampai 2018, sedangkan bensin 88 sudah tidak diekspor serta minyak tanah sudah dihentikan ekspornya sejak 2016. Selama periode tahun 2014 - 2018, secara umum ekspor mengalami penurunan dari 625.766 KL ke 322.672 KL (Tabel 28).

Tabel 28. Ekspor Bahan Bakar Minyak Indonesia 2014 - 2018.

Kiloliter

JENIS	2014	2015	2016	2017	2018
Avtur I *Aviation Turbin Fuel*	2.049	2.455	2.369	3.553	2.565
Avgas I *Aviation Gasoline*	-	-	18	-	4
Bensin 88 I *Gasoline* 88	-	-	-	-	-
Bensin 92 I *Gasoline* 92	25.279	2.340	1.425	630	-
Minyak Tanah I *Kerosene*	63.718	93.702	-	-	-
Minyak Solar | *Gas Oil*/ADO/HSD	23.510	-	96	1.278	576
Minyak Bakar | *Fuel Oil*/DCO/IFO/MFO	511.211	218.983	344.585	473.930	319.527
TOTAL	625.766	317.480	348.493	479.391	322.672

Unaudited

Sumber: Statistik Migas, 2018

Penurunan ekspor BBM ini sejalan dengan peningkatan kebutuhan dalam negeri, penurunan produksi dan konversi minyak tanah ke LPG.

Berkaitan dengan impor BBM selama periode tahun 2014 - 2018, tercatat jenis impor adalah avtur, avgas, bensin 88, bensin 90, bensin 92, bensin 95, bensin 98, HOMC 92, minyak solar, minyak bakar dan minyak diesel. Pada tahun 2018, total impor BBM sebesar 28.232711 KL, meningkat sedikit dibandingkan dengan tahun 2017 sebesar 28.185.085 KL, dan cenderung naik sejak tahun 2016. Namun secara umum impor mengalami fluktuasi sejak tahun 2014 (Tabel 29).

Tabel 29. Impor Bahan Bakar Minyak Indonesia 2014 - 2018.

Kiloliter

JENIS	2014	2015	2016	2017	2018
Avtur I *Aviation Turbin Fuel*	981.406	1.201.960	993.540	1.870.419	1.517.720
Avgas I *Aviation Gasoline*	-	288	2.425	2.509	3.559
Bensin 88 I *Gasoline 88*	18.829.092	16.273.913	11.645.411	10.064.632	9.214.362
Bensin 90 I *Gasoline 90*	-	-	-	-	36.911
Bensin 92 I *Gasoline 92*	619.083	1.780.814	3.828.541	7.501.812	9.295.947
Bensin 95 I *Gasoline 95*	64.302	171.173	216.289	104.850	118.037
Bensin 98 I *Gasoline 98*	-	-	48.255	185.316	159.441
HOMC 92 I *High Octane Mogas Component 92*	1.092.609	997.531	33.366	932.380	447.362
Minyak Solar | *Higher Speed Diesel*	11.474.700	7.318.129	5.707.622	6.793.996	6.499.009

Minyak Bakar | *Fuel Oil*	173.663	148.041	282.248	681.028	893.241
Minyak Diesel | *Diesel Fuel*	6.703	6.394	43.366	48.141	47.121
TOTAL	33.241.558	27.898.244	22.801.063	28.185.083	28.232.711

Unaudited

Sumber: Statistik Migas, 2018

Secara umum impor produk BBM tahun 2014 - 2018 mengalami fluktuasi, namun bila dibandingkan dengan tahun 2017 terdapat beberapa produk BBM yang mengalami penurunan seperti avtur, bensin 88, bensin 98, bensin 98, HOMC, minyak solar dan minyak diesel. Sedangkan impor produk BBM tahun 2018 yang mengalami kenaikan dibandingkan tahun 2017 adalah avgas, bensin 92, bensin 95 dan minyak bakar.

Untuk LPG, tercatat data penjualan, impor dan ekspor sejak tahun 2014 - 2018. Penjualan dan impor LPG sejak tahun 2014 - 2018 mengalami kenaikan, sedangkan ekspor berfluktuasi dan cenderung naik bila dibandingkan dengan tahun 2017 (Tabel 30).

Untuk jenis LNG berdasarkan negara tujuan sejak tahun 2014 - 2018 menunjukkan ekspor LNG mengalami fluktuasi dan cenderung menurun, namun bila dibandingkan dengan tahun 2017 sebesar 689.441.706 MMBTU, pada tahun 2018 melangalami kenainan menjadi sebesar 696.339.775 MMBTU atau naik sekitar 0,99%. Lima negara tujuan ekspor terbesar LNG Indonesia pada tahun 2018 adalah Cina, Jepang, Korea Selatan, Taiwan dan Thailand (Tabel 31).

Tabel 30. Penjualan, Ekspor dan Impor LPG Indonesia 2014 - 2018.

M. Ton

URAIAN	2014	2015	2016	2017	2018
Penjualan	6.093.138	6.376.990	6.642.633	7.190.871	7.562.893
Impor	3.604.009	4.237.499	4.475.929	5.461.934	5.566.572
Ekspor	483	392	580	360	434

2018 Data Unaudited

Sumber: Statistik Migas, 2018

Tabel 31. Ekspor LNG Per Negara Tujuan 2014 - 2018.

MMBTU

NEGARA TUJUAN	2014	2015	2016	2017	2018
Jepang	294.527.328	318.365.589	294.068.351	250.866.310	201.540.812
Korea Selatan	268.354.006	184.016.673	177.386.677	158.212.834	140.558.852
Taiwan	114.780.967	115.078.500	105.168.400	101.912.070	48.169.932
Cina	136.634.970	156.839.230	157.768.543	154.654.473	268.595.637
USA	12.558.937	9.361.253	9.605.394	9.519.394	-
Singapura	3.619.110	6.600.000	-	-	3.317.780
Malaysia	3.767.608	-	-	-	-
India	-	10.530.290	-	7.161.945	-
Kuwait	-	3.330.030	-	-	-
Mesir	-	3.683.840	-	-	-
Thailand	-	-	-	7.114.680	17.165.139
Pakistan	-	-	-	-	6.867.491
Papua Nugini	-	-	-	-	3.764.850
Meksiko	-	-	-	-	6.359.282
UEA	-	3.237.604	3.700.010	-	-
TOTAL	834.242.926	811.043.009	747.697.375	689.441.706	696.339.775

Sumber: Statistik Migas, 2018

Berdasarkan data kemampuan produksi LNG, cadangan LNG Indonesia tergolong besar, namun fluktuasi harga yang sering tidak mencapai keekonomian menyebabkan sebagian LNG Indonesia tidak terserap oleh pasar domestik dan luar negeri. Oleh sebab itu, maka perlu diupayakan agar pemanfaatan LNG Indonesia dapat dipergunakan untuk mendukung industri lokal dan nasional, disamping perlunya pembangkit listrik yang menggunakan LNG lebih besar.

3.2.3 Ketergantungan Impor BBM dan LPG

Selanjutnya, untuk mengetahui tingkat ketergantungan impor BBM dan LPG masih dengan menggunakan pendekatan HHI. HHI (skala 0,01 - 1) untuk impor BBM dan LPG dihitung berdasarkan volume impor dari masing-masing negara dan jumlah negara asal impor BBM dan LPG. Nilai indeks tersebut untuk menunjukkan bahwa semakin banyak negara sumber impor BBM dan LPG dengan besaran volume yang merata akan mengurangi ketergantungan BBM dan LPG pada suatu negara importir.

Dalam penilaian indikator impor BBM dan LPG dapat mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhi indikator tersebut, antara lain impor BBM dan LPG kurang dari 30% kebutuhan domestik dan rasio HHI sumber impor BBM dan LPG ≤ 0,25. Pada Tabel 32 menunjukkan perkembangan parameter yang dapat mempengaruhi indikator impor BBM dan LPG selama periode 2014 - 2018 dengan penjelasan pada bagian berikut ini.

Pada 2014, total impor BBM mencapai sebesar 33,2 juta KL untuk memenuhi kebutuhan domestik sekitar 46,6% dari total konsumsi sebesar 71,3 juta KL. Dengan HHI BBM masing-masing, premium sekitar 0,55 dan solar sekitar 0,34. Data ini menunjukkan bahwa tingkat ketergantungan impor BBM sangat tinggi (>0,25). Meskipun, pasokan impor premium diperoleh dari 6 negara pemasok namun masih didominansi oleh Singapura hingga 71%. Untuk pasokan impor solar yang diperoleh dari 6 negara juga masih didominansi oleh satu negara yaitu Korea Selatan sekitar 51%. Sementara itu, total impor LPG mencapai sebesar 3,6 juta MT untuk memenuhi kebutuhan domestik sekitar 59% dari total konsumsi sebesar 6,1 juta MT, dengan HHI LPG sebesar 0,30. Hal ini menunjukkan bahwa tingkat ketergantungan impor LPG tinggi (>0,25). Walaupun, pasokan impor LPG diperoleh dari 4 negara, sebagian besar masih diperoleh hanya dari 3 negara Timur Tengah, masing-masing Qatar (33%), UAE (32%) dan Arab Saudi (30%).

Pada 2015, total impor BBM menurun menjadi sebesar 27,9 juta KL untuk memenuhi kebutuhan domestik dengan pangsa menurun menjadi sekitar 41% dari total konsumsi sebesar 67,5 juta KL. Dengan HHI BBM masing-masing meningkat, premium menjadi sebesar 0,66 dan solar sebesar 0,48. Nilai indeks tersebut menunjukkan bahwa tingkat ketergantungan impor BBM sangat tinggi (>0,25). Dengan pasokan impor premium diperoleh dari 5 negara yang masih didominansi oleh Singapura hingga mencapai 76%. Demikian juga, pasokan impor solar diperoleh dari 6 negara namun masih didominasi oleh Korea Selatan sekitar 42% dan Kuwait sekitar 38%. Sedangkan, total impor LPG mencapai sebesar 4,24 juta MT dengan pangsa meningkat menjadi 66% dari total konsumsi sebesar 6,4 juta MT, dengan HHI LPG sekitar 0,31. Hal ini menunjukkan bahwa tingkat ketergantungan impor LPG tinggi. Sumber pasokan impor bertambah, yang diperoleh dari 7 negara bahkan terdapat pergeseran ke negara lain seperti Australia (2%) dan Algeria (1%). Namun, negara pemasok tetap masih didominansi oleh UAE meningkat menjadi sekitar 44%.

Pada 2016, total impor BBM menurun hingga menjadi 22,8 juta KL dengan pangsa menjadi sekitar 34% turun dari tahun sebelumnya, untuk memenuhi kebutuhan domestik sebesar 68,1 juta KL. Dengan HHI BBM masing-masing, premium meningkat hingga 0,77 dan solar tetap sekitar 0,48. Nilai indeks tersebut menunjukkan bahwa tingkat ketergantungan impor BBM sangat tinggi (>0,25). Dengan sumber pasokan diperoleh hanya dari 3 negara yang masih didominansi oleh Singapura yang pangsanya meningkat hingga mencapai 84%. Pasokan impor solar juga hanya diperoleh dari 4 negara dengan dominansi Singapura sekitar 49% dan Malaysia sekitar 45%. Sementara itu, total impor LPG meningkat mencapai sebesar 4,47 juta MT untuk memenuhi kebutuhan sekitar 68% dari total konsumsi sebesar 6,6 juta MT, dengan HHI LPG sekitar 0,32. Data indeks tersebut menunjukkan bahwa tingkat ketergantungan impor LPG masih tinggi. Meskipun, negara pemasok impor bertambah menjadi 10 negara dan terdapat pergeseran pangsa impor Arab Saudi (10%) ke negara lain seperti Iran (3%) dan AS (3%). Namun, impor terbesar masih diperoleh dari UAE yang meningkat

hingga sekitar 45% dan Qatar yang meningkat menjadi sebesar 31%. Gambar 32 menunjukkan komposisi negara pemasok impor BBM dan LPG.

Tabel 32. Data Parameter untuk Indikator Impor BBM dan LPG.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Impor BBM	Juta KL	33,2	27,9	22,8	28,2	27,9
Konsumsi BBM	Juta KL	71,3	67,5	68,1	71,0	74,0
Persentase Impor BBM	%	46,6	41	34	40	38
Sumber Impor Premium Terbesar	%	71 (Singapura)	76 (Singapura)	84 (Singapura)	84 (Singapura)*	84 (Singapura)*
HHI Premium	-	0,55	0,66	0,77	0,77*	0,77*
Sumber Impor Solar Terbesar	%	52 (Korsel)	42 (Korsel)	49 (Singapura)	49 (Singapura)*	49 (Singapura)*
HHI Solar	-	0,34	0,48	0,48	0,48*	0,48*
Impor LPG	Juta MT	3,60	4,24	4,47	5,46	5,57
Konsumsi LPG	Juta MT	6,1	6,4	6,6	7,2	7,6
Persentase Impor LPG	%	59	66	68	76	73
Sumber Impor LPG Terbesar	%	33 (Qatar)	44 (UAE)	45 (UAE)	45 (UAE)*	45 (UAE)*
HHI LPG	-	0,30	0,31	0,32	0,32*	0,32*

*Sumber: Diolah dari Statistik Migas 2018 dan Pertamina *) menggunakan data tahun sebelumnya*

Impor BBM pada tahun 2017 meningkat menjadi 28,2 juta KL atau sekitar 40% dari konsumsi BBM nasional kemudian sedikit menurun pada tahun 2018 menjadi 27,9 atau sekitar 38% dari konsumsi BBM nasional. Begitu pula impor LPG yang meningkat cukup drastis sebesar 22% pada tahun 2017 menjadi 5,46 juta MT akibat perluasan daerah konversi LPG mengakibatkan peningkatan persentase impor LPG menjadi 76% dan pada tahun 2018 impor LPG juga meningkat menjadi 5,57 juta MT atau sekitar 73% dari konsumsi LPG nasional.

Hasil penilaian indikator impor BBM dan LPG berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015

- 2018 menunjukkan nilai kurang tahan (Tabel 33). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator sedikit meningkat. Hal ini menunjukkan bahwa indikator kemungkinan dinilai berdasarkan realisasi tren penurunan kemampuan produksi BBM dan LPG yang cukup besar dan upaya pergeseran dominansi negara pemasok impor BBM (Singapura) dan LPG (UAE dan Qatar) belum berhasil. Sehingga kondisi tersebut menimbulkan potensi kerentanan dengan tingkat ketergantungan impor BBM dan LPG yang semakin tinggi tersebut.

Tabel 33. Indikator Impor BBM dan LPG.

INDIKATOR (Aspek III Nomor 12)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
IMPOR BBM dan LPG	- Impor BBM dan LPG kurang dari 30% kebutuhan domestik - Rasio Herfindahl-Hirschman Index (HHI) sumber impor BBM dan LPG ≤ 0,25	5,42	5,41	5,58	5,51

3.3 Penyediaan Gas Bumi

3.3.1 Infrastruktur dan Pelayanan Distribusi Suplai Gas Bumi

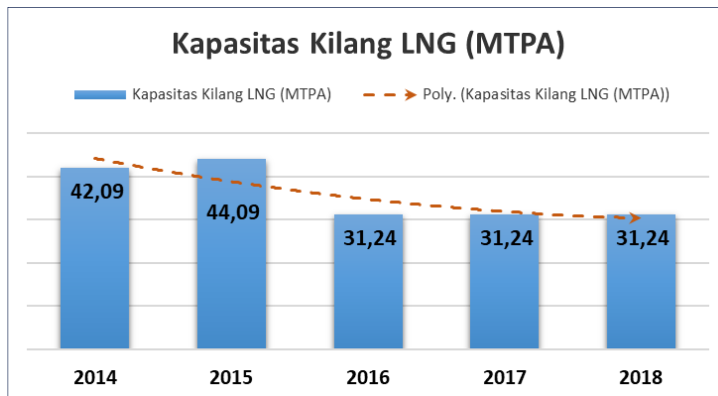
Pengangkutan gas bumi melalui pipa adalah kegiatan menyalurkan gas bumi melalui pipa meliputi kegiatan transmisi dan/atau transmisi dan distribusi melalui pipa penyalur dan peralatan yang dioperasikan dan/atau diusahakan sebagai suatu kesatuan sistem yang terintegrasi. Wilayah jaringan distribusi adalah wilayah tertentu dari jaringan distribusi gas bumi yang merupakan bagian dari Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional.

Pada 2018, Tabel 34 menunjukkan bahwa terdapat 3 kilang LNG yang beroperasi, yaitu kilang gas pola hulu di Bontang dan Tangguh serta kilang gas pola hilir di Donggi Senoro, Sulawesi Tengah. Total kapasitas kilang LNG tersebut sebesar 31,24 MMTPA, yang menurun dari tahun 2014 sebesar 12,85 juta Ton per tahun. Akibat kilang PT. Arun LNG yang sudah tidak beroperasi sejak berakhirnya kontrak pada Oktober 2014. Sedangkan, untuk penambahan kapasitas kilang direncanakan untuk mengembangkan kilang LNG PT. South Sulawesi dan PT. Bumi Tangguh Selaras bersamaan dengan proyek Abadi *floating* LNG di Laut Arafura. Proyek tersebut akan meningkatkan kapasitas kilang menjadi lebih dari 50 juta Ton per tahun. Perkembangan kapasitas kilang LNG hingga tahun 2018 ditunjukkan pada Gambar 31.

Tabel 34. Kilang LNG Eksisting dan Rencana.

NO	NAMA FASILITAS	KAPASITAS PRODUKSI (MMTPA)	STATUS
1	Kilang LNG PT. Badak NGL, Bontang	21,64	Beroperasi
2	Kilang LNG PT. Arun NGL, Arun	12,85	Tidak Beroperasi
3	Kilang LNG PT. BP Tangguh train 1,2, Tangguh	7,6	Beroperasi
4	Kilang LNG PT. Donggi Senoro, Sulteng	2	Beroperasi
5	Kilang LNG PT. South Sulawesi LNG, Sulsel	0,5 - 2	Rencana
6	Kilang LNG Bumi Tangguh Selaras	0,03	Rencana
Total Beroperasi		31,24	Beroperasi

Sumber: Ditjen Migas dan Statistik Migas, 2018



Sumber: Ditjen Migas dan Statistik Migas, 2018

Gambar 31. Perkembangan Kapasitas Kilang LNG Periode 2012 - 2018.

Indonesia dahulu dikenal sebagai negara eksportir LNG yang besar. Namun sejak tahun 2015 dengan dilakukannya perubahan pada kilang Arun dari yang sebelumnya digunakan untuk memproduksikan LNG menjadi untuk proses regasifikasi, maka kilang LNG yang beroperasi di Indonesia hanya sebanyak 3 yaitu: Kilang LNG Badak, Kilang LNG Tangguh, serta kilang LNG Donggi-Senoro. Diharapkan dengan beroperasinya kilang LNG Masela, pasokan LNG akan mampu memenuhi kebutuhan energi Indonesia. Pasokan LNG Indonesia saat ini diprioritaskan untuk pemenuhan kebutuhan LNG Domestik sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 06 tahun 2016. Kedepannya pasokan LNG untuk pembeli domestik dapat terus meningkat seiring dengan beroperasinya pembangkit-pembangkit listrik PLN pada proyek 35 GW. Sedangkan infrastruktur non-pipa yang telah terbangun dan beroperasi yaitu kilang LNG sejumlah 3 unit (Kilang Bontang, Kilang DS LNG dan Kilang Tangguh), FSRU sejumlah 3 unit (FSRU Nusantara Regas, FSRU Lampung dan FSRU Benoa) dan *Landbased Regasification* sejumlah 1 unit (Regasifikasi Arun). Fasilitas CNG berupa CNG *Plant* sejumlah 40 unit dan Fasilitas LPG berupa Kilang LPG sejumlah 28 unit.

Saat ini, fasilitas kilang PT. Arun NGL milik Pemerintah yang dimanfaatkan oleh PT. Perta Arun Gas sebagai sewa barang milik negara berdasarkan surat persetujuan Direktorat Jenderal Kekayaan Negara (DJKN) nomor S-62/MK.6/2015 perihal Persetujuan Sewa Aset Kilang LNG Arun Untuk Pemrosesan Gas dari Lapangan North Sumatera Offshore dan North Sumatera B Block (NSB). Sementara itu, beberapa Badan Usaha yang telah memiliki Izin Usaha Sementara Pengolahan Gas Bumi yaitu PT. South Sulawesi LNG dan PT. Bumi Tangguh Selaras masih dalam tahap konstruksi.

Seiring dengan kenaikan permintaan yang sangat cepat dan terbatasnya interkoneksi antara negara-negara di Asia Tenggara telah mendorong pembangunan beberapa terminal regasifikasi LNG di beberapa wilayah. Saat ini, Indonesia memiliki 2 terminal regasifikasi FSRU yang telah beroperasi, yaitu FSRU Nusantara Regas Jawa Barat dengan kapasitas 3 MTPA yang mulai beroperasi sejak tahun 2012 dan FSRU Lampung dengan kapasitas 2 MTPA yang mulai beroperasi sejak bulan Agustus tahun 2014. Untuk FSRU Nusantara Regas, suplai LNG berasal dari kilang LNG Bontang sebesar 1,5 MTPA.

Pada saat ini, sebagian dari kilang LNG Arun telah diubah menjadi kilang regasifikasi gas bumi yang kemudian dialirkan ke Belawan melalui pipa transmisi Arun-Belawan berdiameter 24 inci dengan kapasitas terpasang 200 MMSCFD untuk memenuhi kebutuhan PLN dan industri di Medan dan sekitarnya. Indonesia juga merencanakan untuk membangun 4 lokasi FSRU. Keempat FSRU tersebut rencananya berada di Banten, Jabar, Bojonegoro dan Cilacap, dekat dengan pusat permintaan terbesar di pulau Jawa. Apabila semua rencana pembangunan yang telah disebutkan di atas dapat diwujudkan, Indonesia akan memiliki total kapasitas regasifikasi sekitar 15,5 MTPA, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 35. Fasilitas FSRU tersebut akan memberikan kontribusi dalam meningkatkan keamanan pasokan gas bumi sebagai sumber energi alternatif, lebih fleksibel dan penyimpanan yang memadai untuk mengatasi *peak demand* yang dapat terjadi sewaktu-waktu. Pada Gambar 27 menunjukkan peta sebaran eksisting dan rencana pengembangan kilang LNG dan FSRU.

Tabel 35. Fasilitas Regasifikasi LNG.

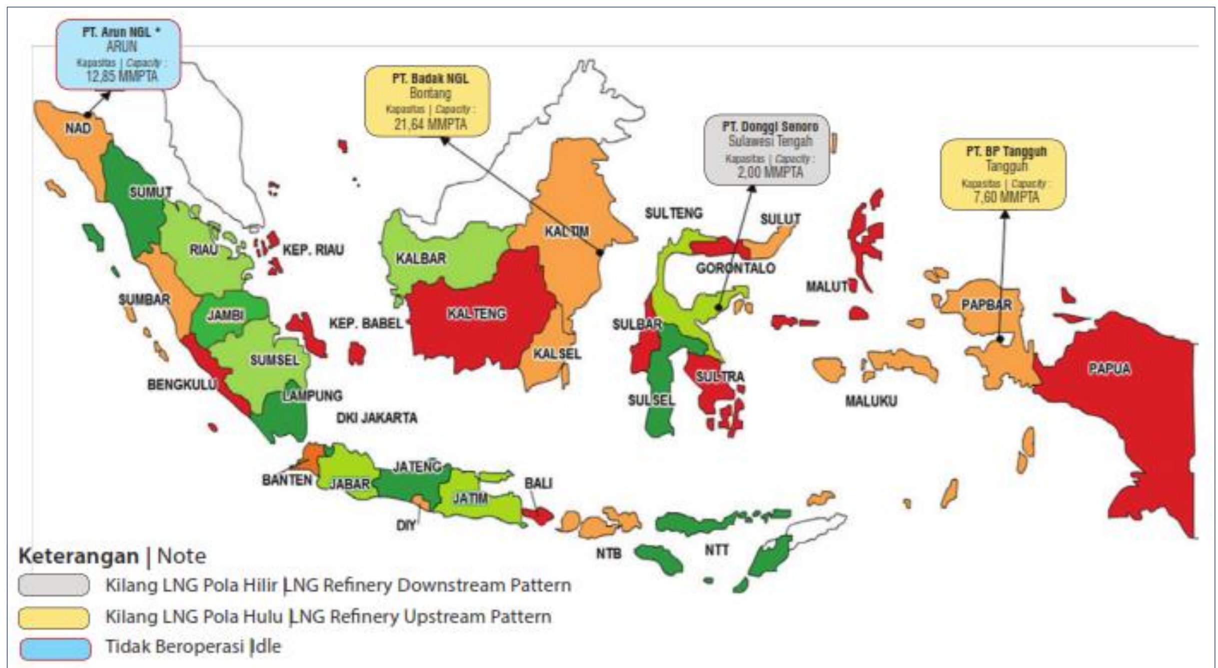
NO	NAMA FASILITAS	KAPASITAS REGASIFIKASI (MTPA)	STATUS
1	FSRU PT. Nusantara Regas, Jawa Barat	3	Beroperasi
2	FSRU PT. PGN, Lampung	1,8	Beroperasi
3	PT. Perta Arun Gas, Aceh	3	Beroperasi
4	FSRU Jawa 1, Jabar	-	Konstruksi
5	FSRU Banten	1,5 - 4	Rencana
6	FSRU Bojonegoro	4	Rencana
7	FSRU PLTGU Jawa 3, Cilacap	1,5	Rencana

Sumber: Data Wood Mackenzie

Hingga saat ini, infrastruktur pelabuhan/terminal LNG, penyediaan gas bumi di Indonesia masih belum dapat memadai untuk memenuhi kebutuhan domestik yang tersebar di berbagai wilayah kepulauan negara kesatuan RI. Dari sisi ketahanan energi, idealnya setiap pusat konsumen gas domestik memiliki *receiving* terminal dan/atau FSRU. Namun, jumlah FSRU eksisting hanya terdapat 2 yang hanya dapat melayani kebutuhan di Provinsi DKI Jaya, Lampung, Banten dan Jawa Barat.

Di Indonesia, jaringan pipa gas bumi terdiri dari sejumlah sistem *grid point to point* yang terfragmentasi. Sebagian besar dari jaringan pipa tidak terhubung satu sama lain. Hal ini mengingat bahwa Indonesia terdiri atas lebih dari 17.000 pulau dan memiliki lapangan produksi gas yang terletak pada beberapa pulau. Indonesia juga memiliki lima kategori untuk jalur pipa gas yang diatur dalam:

- Kategori 1: *open access*,
- Kategori 2: *dedicated* hulu,
- Kategori 3: *dedicated* hilir,
- Kategori 4: kepentingan sendiri, dan
- Kategori 5: jaringan gas kota.

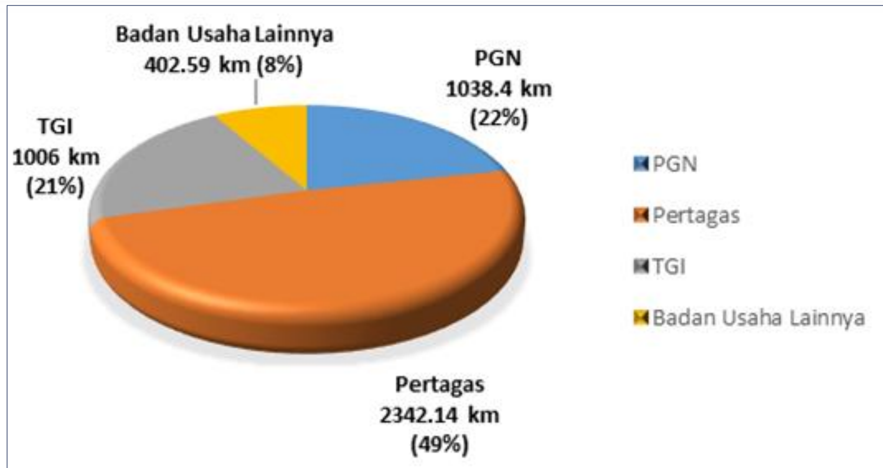


Sumber: Statistik Migas, 2018

Gambar 32. Peta Sebaran Kilang LNG.

Open access pada jaringan pipa gas bumi merupakan suatu skema pengangkutan gas bumi dengan fasilitas jaringan pipa gas yang dapat dimanfaatkan bersama-sama, tidak hanya oleh pemilik jaringan pipa (*transporter*), namun juga oleh para produsen gas dan *trader* untuk dijual kepada beberapa pembeli (*shipper*) gas sebagai *end user*.

Pada saat ini, Indonesia telah memiliki beberapa jalur pipa gas yang telah diperlakukan sebagai *open access* pada daerah tertentu dengan total panjang mencapai 4789,13 kilometer (km) dan diameter pipa gas antara 8-32 inci. Beberapa badan usaha pengangkutan gas yang telah menerapkan skema *open access* (lihat Gambar 33), yaitu PT. PGN dengan panjang pipa 1.038,40 km (22%), PT. Pertagas dengan panjang pipa 2342,14 km (49%), PT. TGI dengan panjang pipa 1.006 km (21%) dan badan usaha lainnya dengan panjang pipa 402,59 km (8%).



Sumber: BPH Migas, 2017

Gambar 33. Kepemilikan Pipa Pengangkutan *Open Access.*

TGI merupakan operator jalur pipa gas lintas negara yang terhubung dengan Singapura. Indonesia mengekspor gas bumi ke Singapura melalui jalur pipa TGI yang berasal dari kepulauan Natuna, Riau dan Sumatera Selatan melewati selat Malaka.

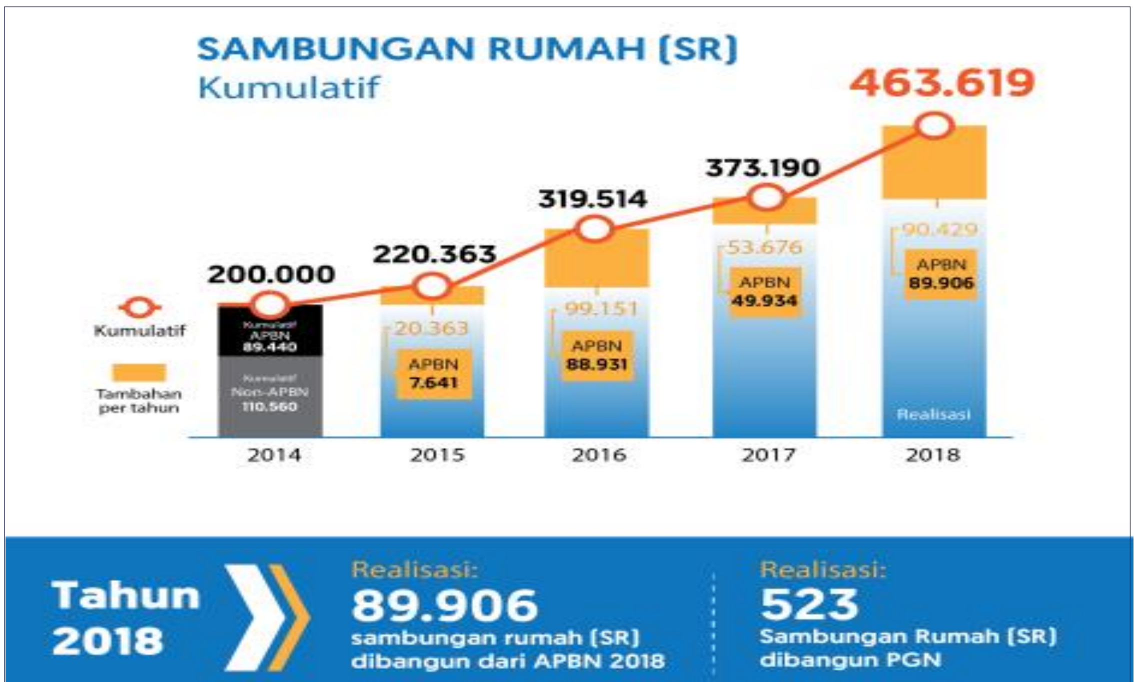
Jaringan transmisi PGN meliputi Sumatera Selatan, Jawa Barat, dan Sumatera Utara. Sedangkan, jaringan Pertagas meliputi Sumatera Selatan, Jawa Barat, Banten, Jawa Timur, Aceh Utara, Sumatera Utara dan Kalimantan Timur. Total panjang jaringan transmisi sekitar 4.370 km dengan total kapasitas aliran maksimum sebesar 377 *million meter cubic per day* (mm^3/d). Namun, jaringan transmisi Indonesia tidak memiliki zona *balancing* karena jaringan transmisi yang dimiliki tidak terintegrasi.

PGN pada dasarnya mendominasi jaringan distribusi gas bumi yang meliputi Palembang, Banten, Jakarta, Bogor, Bekasi, Karawang, Cirebon, Medan, Batam, Pekanbaru, Surabaya, Sidoarjo dan Pasuruan. Akan tetapi, mengingat jaringan distribusi sepenuhnya terbuka, terdapat juga 19 operator jaringan distribusi di wilayah Jawa dan Sumatra. Total panjang jaringan distribusi gas bumi Indonesia mencapai sekitar 7.987 km dengan gabungan kapasitas aliran maksimum sebesar 145 mm^3/d.

Jaringan gas kota sangat terbatas, sebagaimana terlihat pada konsumsi gas sektor rumah tangga yang hanya merepresentasikan kurang dari 0,1% dari total konsumsi. Sedangkan, hampir sekitar setengah dari total konsumsi gas bumi dikonsumsi oleh sektor energi dan diikuti oleh industri (37,1%). Untuk mengatasi lambatnya pengembangan jaringan gas kota tersebut, berdasarkan

Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional (RPJMN) tahun 2015 - 2020 Kementerian ESDM dan BUMN melakukan kegiatan pembangunan jaringan gas kota di beberapa kota dan kabupaten di Indonesia.

Sesuai dengan target RUEN sebagaimana Perpres Nomor 22 Tahun 2017 Tentang RUEN, bahwa sampai tahun 2025 ditargetkan sambungan sebanyak 4,7 juta SR dengan pendanaan dari APBN dan BUMN. Namun, capaian hingga tahun 2018 baru terbangun 463.619 SR melalui dana APBN dan BUMN (Gambar 34). Berdasarkan data capaian tahun 2018, perlu langkah yang masif dan agresif tidak hanya melalui pendanaan APBN dan BUMN tetapi juga melibatkan Badan Usaha Swasta. Skenario semacam ini diusulkan dengan konsep Kerjasam Pemerintah dan Badan Usaha (KPBU). Kementerian ESDM juga menerbitkan Keputusan Menteri ESDM Nomor 132K/15/MEM/2019 tentang Penugasan Kepada PT. Pertamina (Persero) untuk Melaksanakan Penyediaan dan Pendistribusian Gas Bumi Melalui Jaringan Transmisi dan/atau Distribusi Gas Bumi untuk Rumah Tangga dan Pelanggan Kecil Beserta Infrastruktur Pendukungnya Sejumlah 1 (Satu) Juta Sambungan.



Sumber: Infografis KESDM 2019

Gambar 34. Capaian Jaringan Gas (SR) Hingga Tahun 2018.

Pada sisi hilir, dalam pelaksanaan pelayanan distribusi gas kota masih terdapat beberapa permasalahan yang perlu diselesaikan oleh Pemerintah, antara lain belum siapnya infrastruktur, aspek legal dan komersial untuk penyaluran gas pada jaringan, penyerapan konsumen belum sesuai dengan jumlah penyerahan harian dalam perjanjian jual beli gas dan belum adanya mekanisme penetapan alokasi dan harga gas yang jelas untuk pemanfaatan gas pada jaringan gas kota.

Sementara itu, PGN untuk melayani distribusi gas di pulau Jawa sebagai pusat konsumen terbesar, menerapkan *linepack* dari jalur pipa Sumatera Selatan dan Jawa Barat (*South Sumatra and West Java* (SSWJ)) dalam menangani *peak demand*. Apabila tidak mencukupi, PGN akan membuat daftar prioritas konsumen sebagai berikut:

- *Interruptible contract* dengan pembangkit tenaga listrik yang memiliki bahan bakar alternatif;
- *Interruptible contract* dengan industri yang memiliki bahan bakar alternatif;
- Industri tanpa bahan bakar alternatif; dan
- rumah tangga.

Catatan: *Interruptible contracts* merepresentasikan 20 - 25% dari total konsumsi.

Sedangkan, gangguan pelayanan distribusi gas di sisi hulu kemungkinan yang bisa terjadi seperti *unplanned shutdown*, yaitu kejadian di lapangan produksi migas yang tidak terencana dan mengganggu produktivitas migas. Penyebabnya bisa karena alam atau kendala teknis peralatan dan kelalaian manusia. Faktor alam menjadi penyebab utama *unplanned shutdown*.

Berdasarkan uraian tersebut, dalam penilaian indikator pelayanan distribusi gas bumi dapat mempertimbangkan kondisi parameter gangguan pasokan gas bumi domestik yang mempengaruhi indikator tersebut, antara lain *unplanned shutdown* lebih dari 30 hari dalam setahun, infrastruktur gas bumi belum tersedia namun pasokan tersedia atau kebalikannya dan realisasi proyek hulu tertunda.

Selama periode 2014 - 2016, terdapat beberapa gangguan pasokan gas bumi baik sisi hulu maupun hilir, antara lain:

1. Pasokan gas dari JOB PTJM ke PT. PLN (PERSERO) belum optimal (sekitar 40 - 50 BBTUD dari 65 BBTUD) karena terkendala penyelesaian *tie in* pipa Jambi Merang – SSWJ2 untuk penyaluran gas ke pembangkit Muara Tawar.
2. Pasokan gas dari Premier Oil (sekitar 40 BBTUD) ke pembeli Batam masih menunggu penyelesaian pipa WNTS – Pemping, untuk sementara gas telah di-*swap* ke PT. PGN sejak Juli 2014 - Desember 2016.
3. Monetisasi gas WK Simenggaris sebesar 25 BBTUD belum terdapat pembeli gas bumi yang siap untuk menyerap gas tersebut karena sumber gas termasuk pada area marginal.
4. Monetisasi gas WK Bangkanai sebesar 20 BBTUD mengalami keterlambatan karena belum selesai pembangunan jaringan transmisi listrik PLN.

Hasil penilaian indikator pelayanan distribusi gas bumi berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai kurang tahan (Tabel 36). Selama periode empat tahun, tren nilai indikator sedikit meningkat. Hal ini menunjukkan bahwa indikator kemungkinan dinilai berdasarkan data historis bahwa sebagian besar gangguan pasokan gas baik sisi hulu dan hilir terkait dengan kendala belum terselesaikannya proyek infrastruktur penyaluran gas bumi terutama ke konsumen besar (pembangkit dan industri) dan monetisasi lapangan produksi yang terkendala serta penyelesaiannya juga membutuhkan waktu yang cukup lama, sehingga kondisi tersebut

menimbulkan potensi kerentanan dengan tingkat pelayanan distribusi gas bumi yang kurang andal tersebut.

Tabel 36. Penilaian Indikator Pelayanan Distribusi Gas Bumi.

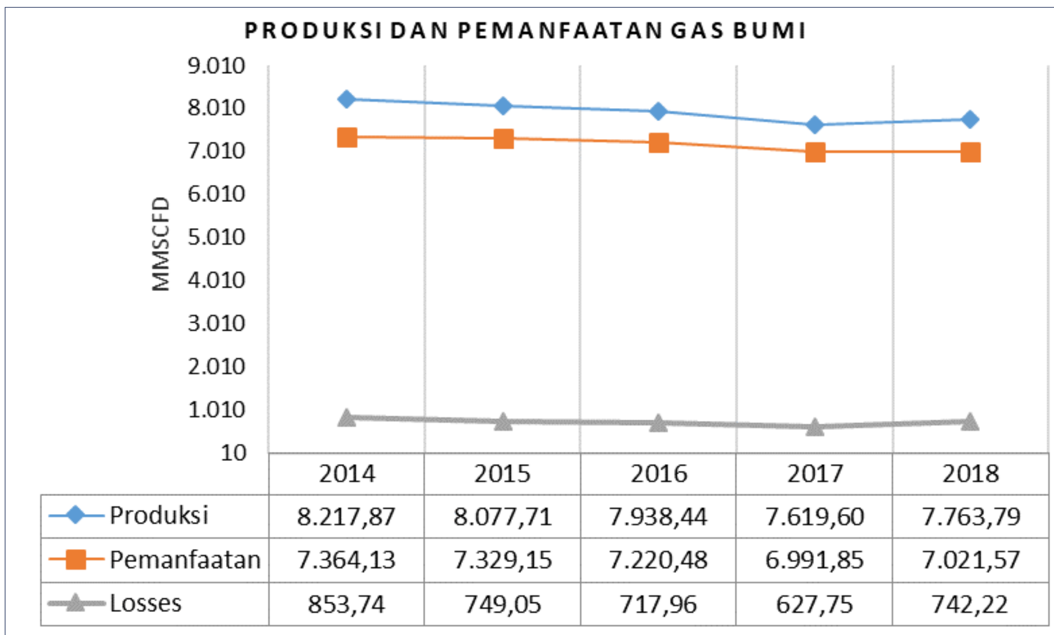
INDIKATOR (Aspek II Nomor 9)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
PELAYANAN DISTRIBUSI GAS BUMI	Gangguan pasokan gas bumi domestik: - *Unplanned shutdown* lebih dari 30 hari dalam setahun - Infrastruktur gas bumi belum tersedia namun pasokan tersedia atau kebalikannya - Realisasi proyek hulu yang tertunda	5,70	5,84	5,86	5,86

3.3.2 Produksi Gas Bumi

Pemanfaatan gas bumi secara garis besar dibagi atas 3 kelompok sebagai berikut:

- Bahan bakar Pembangkit Listrik Tenaga Gas/Uap, bahan bakar industri ringan, menengah dan berat, bahan bakar kendaraan bermotor (BBG/NGV), sebagai gas kota untuk kebutuhan rumah tangga hotel, restoran dan sebagainya,
- Bahan baku pabrik pupuk, petrokimia, metanol, bahan baku plastik (LDPE = *low density polyethylene*, LLDPE = *linear low density polyethylene*, HDPE = *high density polyethylen*, PE= *poly ethylene*, PVC=*poly vinyl chloride*, C3 dan C4-nya untuk LPG, CO2-nya untuk *soft drink, dry ice* pengawet makanan, hujan buatan, industri besi tuang, pengelasan dan bahan pemadam api ringan,
- Komoditas ekspor, yakni *Liquefied Natural Gas* (LNG),
- Teknologi mutakhir juga telah dapat memanfaatkan gas alam untuk air conditioner (AC=penyejuk udara), seperti yang digunakan di bandara Bangkok, Thailand dan beberapa bangunan gedung perguruan tinggi di Australia.

Indonesia merupakan salah satu produsen gas bumi yang cukup besar di wilayah kawasan ASEAN. Namun, dalam 6 tahun terakhir seperti yang ditunjukkan pada Gambar 35, produksi gas cenderung menurun hingga sekitar 9,9% dari level tertingginya kisaran sebesar 9.000 MMSFD di tahun 2010 menjadi sekitar 8.000 MMSCFD di tahun 2016. Penurunan tersebut merupakan yang keenam kalinya sejak 2011 dan yang terbesar sejak 1974. Beberapa faktor penyebabnya, antara lain turunnya produksi dari sumur-sumur lapangan seiring susutnya kandungan dan belum adanya eksplorasi sumur baru.

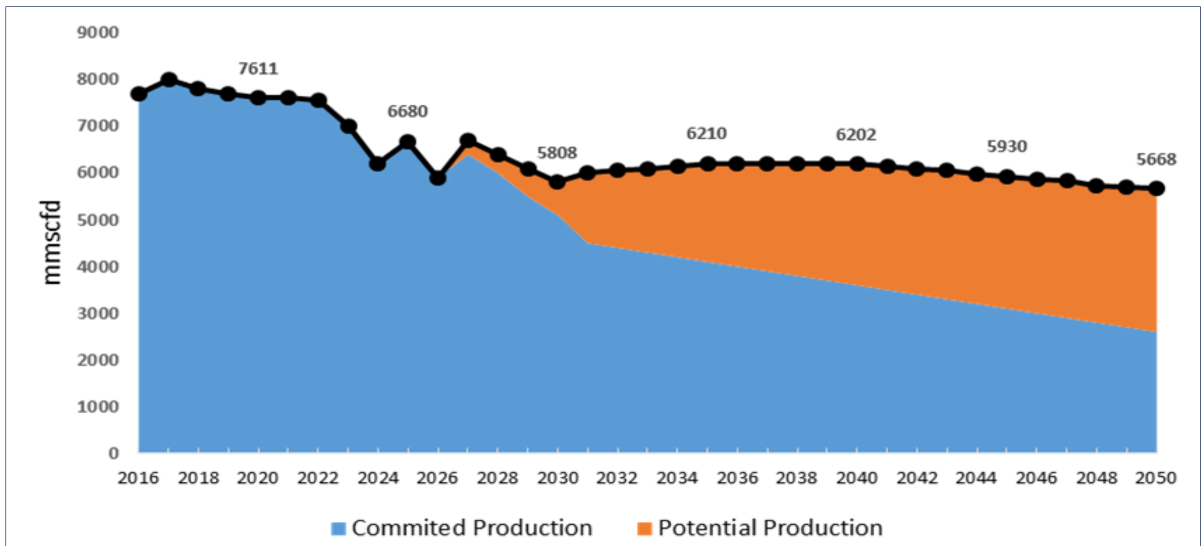


	2014	2015	2016	2017	2018
Produksi	8.217,87	8.077,71	7.938,44	7.619,60	7.763,79
Pemanfaatan	7.364,13	7.329,15	7.220,48	6.991,85	7.021,57
Losses	853,74	749,05	717,96	627,75	742,22

Sumber: Statistik Migas, 2018

Gambar 35. Produksi dan Pemanfaatan Gas Bumi 2014 - 2018.

Berdasarkan RUEN yang ditunjukkan pada Gambar 36, produksi gas diperkirakan akan terus menurun pada tahun 2025 menjadi 6.680 MMSCFD. Apabila tidak ditemukan penambahan produksi dari eksplorasi baru, diperkirakan produksi gas bumi hanya mencapai sekitar 2.500 MMSCFD pada tahun 2050. Hal ini merupakan tantangan Pemerintah agar terus mengupayakan eksplorasi yang lebih untuk menambah produksi nasional hingga tahun 2050.



Sumber: RUEN 2015 - 2050

Gambar 36. Proyeksi Produksi Gas Bumi.

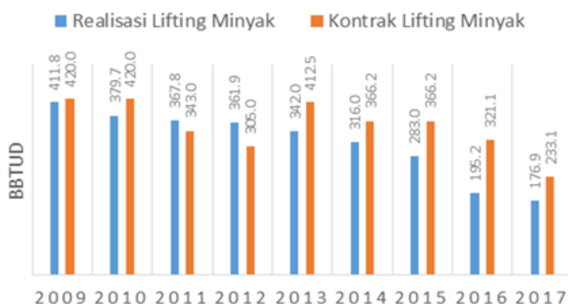
Pendekatan dalam penilaian indikator penyediaan gas bumi dengan mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu *existing* dan *project supply* dapat memenuhi paling sedikit 20% lebih besar dari kebutuhan (*contracted* dan *commited*). Penjelasan berikut ini memberikan gambaran perkembangan parameter tersebut selama 3 tahun terakhir (lihat Tabel 37), seiring dengan kondisi penurunan produksi dalam pemenuhan pasokan gas untuk kebutuhan domestik.

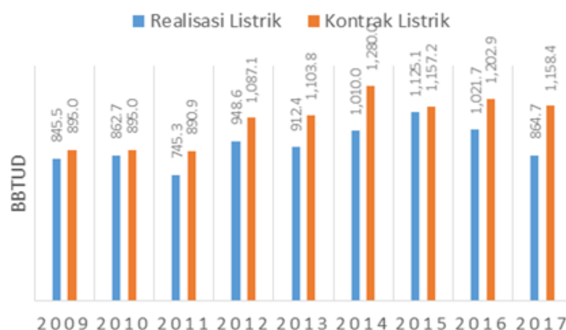
Pada 2014, realisasi pasokan gas bumi yang diperoleh dari *existing* dan *supply project* hanya sekitar 8.217,87 MMSCFD. Sedangkan, kebutuhan gas berdasarkan *contracted dan commited demand* gas bumi sekitar 7.364,13 MMSCFD. Pada tahun 2015, pasokan gas bumi sebesar 8.077,71 MMSCFD dan *contracted dan commited demand* gas bumi sekitar 7.329,15 MMSCFD. Pada tahun 2016, pasokan gas bumi sebesar 7.938,44 MMSCFD dan *contracted* dan *commited demand* gas bumi sekitar 7.220,48 MMSCFD. Pada tahun 2017, pasokan gas bumi sebesar 7.619,60 MMSCFD dan *contracted* dan *commited demand* gas bumi sekitar 6.991,85 MMSCFD. Pada tahun 2018, pasokan gas bumi sebesar 7.763,79 MMSCFD dan *contracted* dan *commited demand* gas bumi sekitar 7.021,57MMSCFD. Kondisi suplai mengalami losses yang cukup banyak sedangkan idealnya losses maksimal 2 persen, hal ini dikarenakan infrastruktur gas itu sendiri yang sudah tua dan rentan kebocoran dan gangguan pada proses transportasinya. Pada Gambar 37 menunjukkan perkembangan pemanfaatan gas bumi selama periode 2014 - 2018.

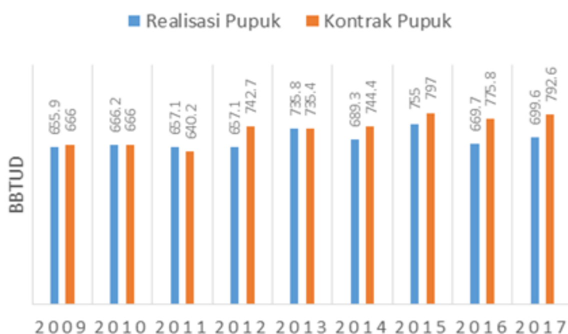
Tabel 37. Data Parameter untuk Indikator Penyediaan Gas Bumi.

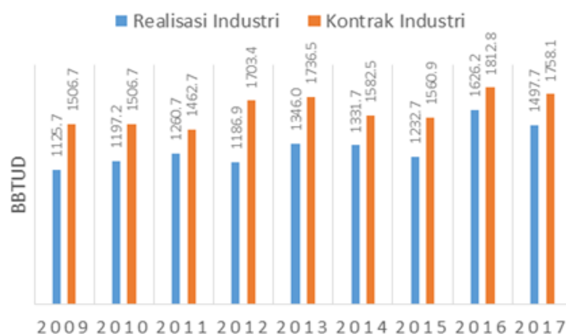
PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Produksi	MMSCFD	8.217,87	8.077,71	7.938,44	7.619,60	7.763,79
Pemanfaatan	MMSCFD	7.364,13	7.329,15	7.220,48	6.991,85	7.021,57
Losses	MMSCFD	853,74	749,05	717,96	627,75	742,22

Sumber: Statistik Migas, 2018









Sumber: KESDM, 2017

Gambar 37. Realisasi Pemanfaatan Gas Pipa Periode 2009 - 2017.

Hasil penilaian indikator penyediaan gas bumi berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai dengan tingkat kondisi kurang tahan pada 2015 - 2016 kemudian membaik menjadi tahan di 2017 - 2018 (lihat Tabel 38). Selama periode dua tahun, tren nilai indikator sedikit meningkat. Hal ini menunjukkan bahwa indikator dapat dinilai berdasarkan data historis bahwa defisit yang terjadi dalam pemenuhan pasokan gas dari sisi hulu ke hilir terutama ke konsumen besar (pembangkit tenaga listrik dan industri) cenderung berkurang dari 28,6% turun hingga 19,5%. Hal ini sejalan dengan meningkatnya komitmen badan usaha dan kemampuan daya beli konsumen domestik dengan adanya kesesuaian harga gas dan pengurangan kuota ekspor. Namun demikian, terdapat potensi kerentanan terhadap pasokan gas mengingat terjadi penurunan produksi yang cukup signifikan dalam 6 tahun terakhir dan diperkirakan akan terus berlanjut beberapa tahun ke depan.

Tabel 38. Penilaian Indikator Penyediaan Gas Bumi.

INDIKATOR (Aspek II Nomor 8)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
PENYEDIAAN GAS BUMI	Existing dan *supply project* dapat memenuhi paling sedikit 20% diatas kebutuhan (*contracted* dan *commited*)	5,88	5,83	6,06	6,32

3.4 Penyediaan Batubara

3.4.1 Infrastruktur Batubara

Infrastruktur Batubara di Sumatera

Jalur distribusi digunakan untuk mengangkut batubara dari lokasi penambangan (*pit*) sampai lokasi pengguna akhir/*end user* (PLTU, Pabrik Semen dan industri lainnya) memiliki variasi tergantung dari infrastuktur yang telah dibangun dimana pemilihannya berdasarkan hasil kajian atas kondisi wilayah yang akan dilewati dan kadang kala menggunakan dua macam moda transportasi yaitu darat dan air.

PT. Bukit Asam (Persero) Tbk (PTBA) merupakan salah satu BUMN yang bergerak dibidang pertambangan batubara dan energi. PTBA memiliki tiga lokasi Izin Usaha Pertambangan (IUP) yaitu Tambang Air Laya, Tambang Muara Tiga Besar dan Tambang Bangko Barat. PTBA memiliki kontrak panjang dengan PT. Kereta Api Indonesia untuk mengangkut batubara ke Pelabuhan Tarahan (PELTAR) Lampung dan Dermaga Kertapati (DERTI) di Palembang. Pelabuhan Tarahan terletak sekitar 410 km dari Tanjung Enim ke Lampung dengan waktu tempuh sekitar 15 jam perjalanan, sedangkan Pelabuhan Kertapati terletak sekitar 190 km dari Tanjung Enim ke Palembang, dengan waktu tempuh sekitar 5 jam. Kereta api yang menuju ke Pelabuhan Tarahan membawa 60 gerbong dengan kapasitas masing-masing 50 Ton, sementara kereta ke Dermaga Kertapati terdiri atas 40 gerbong dengan kapasitas masing-masing 30 Ton.

PTBA meresmikan dermaga batubara dan pelabuhan curah terbesar di Indonesia bahkan Asia Tenggara dengan kapasitas sandar 210.000 DWT (*Deadweight Tonnage*) semula hanya 60.000 - 80.000 DWT dan kapasitas batubara menjadi 25 juta/tahun semula hanya 12 juta ton/tahun. PTBA memiliki tiga unit *stockpiling* (penimbunan batubara) di Tanjung Enim. Setiap *stockpiling* terintegrasi dengan *feed breakers* dan *conveying system* berkapasitas sekitar 1.500 - 1.700 ton per jam. Alat pemuatan batubara ke kereta berkapasitas 2.000 - 2.800 meter kubik per jam. *Stockpiling* pertama dan kedua berisi batubara yang berasal dari Tambang Air Laya dan Muara Tiga Besar. Sementara *stockpiling* lainnya berisi batubara dari unit Banko Barat. Batubara di Air Laya dipindahkan dengan ban berjalan ke PLTU Bukit Asam. Batubara dari *stockpiling* diangkut dengan kereta api ke pelabuhan atau dermaga.

Pengembangan moda transportasi darat/kereta api ke arah selatan sejak awal didedikasikan terutama untuk melayani PLTU batubara Suralaya. Hal ini dinilai karena paling murah, cepat dan rendah risiko. Rangkaian kereta api yang digunakan untuk rute ini dinamakan kereta api batubara rangkaian panjang (babaranjang)/KA BBR. Rangkaian kereta api babaranjang merupakan yang terpanjang di Indonesia terdiri dari 40 sampai 70 gerbong Kereta Pengangkut Batubara dengan 2 Gandar (KKBW) dengan 2 lokomotif CC202 atau 60 gerbong KKBW dengan 3 lokomotif CC202. Menggunakan dua lokomotif terbaru CC205 mampu menarik 50 gerbong KKBW. KA Babaranjang menggunakan gerbong terbuka berjenis KKBW dengan muatan 50 ton. Dari Tarahan selanjutnya batubara diangkut dengan menggunakan moda transportasi air (*vessel* ukuran *capesize*) ke PLTU batubara Suralaya (Cilegon, Banten), PLTU lainnya di Jawa atau ekspor.

Proses pengisian di Stasiun TMB menggunakan *Train Loading System* (TLS) dengan cara mencurahkan batubara ke gerbong dari atas sesuai kapasitas muat gerbong KKBW. Pembongkaran di Tarahan juga terbilang cepat karena terdapat 2 jalur lingkar dan menggunakan mesin *Rotary Circle Dumper* (RCD) dimana gerbong diputar balik sehingga seluruh isinya tumpah ke dalam bak penampungan. Waktu yang dibutuhkan untuk menumpahkan isinya 2,5 sampai 3 menit per gerbong atau paling lama 2,5 jam untuk 1 KA dengan muatan 43 gerbong KKBW. Lokomotif penariknya cukup menggunakan seri CC201 dan gerbong KKBW yang dipergunakan hanya berkapasitas 25 - 30 ton. Berbeda dengan pembongkaran di Tarahan, pembongkaran di Kertapati dilakukan secara manual/*bottom loading* dengan membuka penutup gerbong KKBW bagian samping. Untuk memasukkan rangkaian ke jalur pembongkaran, lokomotif harus berpindah posisi untuk mendorong mundur rangkaian ke *Apron Feeder* (bak penampung bongkaran batubara). Selanjutnya batubara diolah lagi dan dikirim menggunakan kapal tongkang untuk keperluan ekspor atau pengguna akhir lainnya di dalam negeri. Kedua rute kereta api ini dioperasikan secara bersama oleh PT. Kereta Api Indonesia dan PT. Bukit Asam Tbk. Adapun pengangkutan batubara untuk PLTU mulut tambang menggunakan truk. Batubara untuk keperluan industri semen PT. Semen Baturaja diangkut menggunakan kereta yang dioperasikan PT. KAI bersama PT. Semen Baturaja (PT. SB) dari Stasiun TMB ke Tiga Gajah.

PTBA memiliki fasilitas penimbunan batubara yang dilengkapi dengan alat pemuat ke kapal baik di Pelabuhan Tarahan maupun Dermaga Kertapati.

Pengangkutan dengan moda transportasi air sungai mengalami beberapa permasalahan diantaranya:

- Kandasnya tongkang akibat pendangkalan dibeberapa sungai besar pada musim kering.
- Padatnya jalur distribusi sungai (seperti Mahakam, Musi dan Barito) berpotensi menyebabkan kecelakaan. Salah satu contoh kejadian tongkang menabrak jembatan dan menimbulkan biaya perbaikan yang cukup besar.
- Penggunaan jalan umum untuk pengangkut batubara menyebabkan kerusakan pada jalan dan terganggunya aktivitas masyarakat (di Kalimantan Selatan, Jambi dan Sumatera Selatan).

Pengembangan distribusi pengangkut batubara menggunakan moda transportasi kereta api dengan jalur khusus batubara mempunyai manfaat ganda, antara lain:

- Distribusi batubara lebih lancar karena tidak terganggu aktivitas lainnya.
- Mengurangi dampak gangguan bagi aktivitas masyarakat dan kerusakan lingkungan.
- Moda ini bisa digunakan bersama-sama dengan aktivitas perpindahan orang (khusus kereta api).
- Dapat mengakomodir beberapa lokasi pertambangan untuk efiesiensi.

Pengembangan moda transportasi kereta api membutuhkan beberapa sarana dan prasarana lain yang perlu dibangun, yaitu *stockpile* di tambang, jalur kereta api, stasiun, *stockpile intermediate*, *stockpile end user* dan pelabuhan jika jalur kereta api menuju *vessel*. Saat ini sedang direncanakan pembangunan pelabuhan batubara yang berkapasitas cukup besar termasuk pelabuhan ekspor batubara. Sehingga proses distribusi batubara ke berbagai lokasi dapat diawasi dengan baik. Selama ini, banyak pelabuhan-pelabuhan batubara berkapasitas kecil yang beroperasi dan kurang memiliki fasilitas yang baik.

Ada beberapa tantangan dalam pembangunan jalur kereta api sebagai alternatif dalam pendistribusian batubara seperti besarnya investasi, sulitnya pembebasan lahan dikarenakan banyak lokasi yang masih masuk kawasan hutan, tersebarnya lokasi IUP memerlukan kombinasi moda transportasi darat lainnya dan dukungan pemerintah baik berupa regulasi agar pemegang Izin IUP memanfaatkan jalur kereta maupun pembangunan industri dan pembangkit di lokasi yang berdekatan dengan lokasi tambang batubara guna menciptakan titik pertumbuhan ekonomi baru di luar pulau Jawa dan secara tidak langsung melakukan pemerataan pembangunan dan meningkatkan rasio elektrifikasi di wilayah Sumatera dan Kalimantan. Untuk mendukung peningkatan aktivitas di area penanganan dan pengangkutan batubara, PTBA melakukan peningkatan kapasitas Pelabuhan Tarahan dari 12 juta ton/tahun menjadi sekitar 25 juta ton/tahun melalui konstruksi dermaga baru yang dapat mengakomodir kapal berukuran *capesize*. Adapun kapasitas fasilitas penyimpanan batubara di Kertapati yang menempati area seluas 10,2 ha di bantaran Sungai Musi dekat Palembang sebesar 2,5 juta ton/tahun.

Fasilitas Dermaga Teluk Bayur berada di area seluas 2,81 ha dekat kota Padang (Sumatera Barat) berkapasitas sekitar 2 juta ton/tahun, dimiliki dan dioperasikan oleh PTBA. Fasilitas ini dapat digunakan oleh produsen batubara lokal lainnya.

Infrastruktur Batubara di Kalimantan

Sungai merupakan infrastruktur transportasi air yang paling banyak digunakan di Kalimantan mengingat pulau ini memiliki sungai yang besar, panjang dan mampu dilayari oleh tongkang berukuran 3.000 - 10.000 DWT untuk mengangkut batubara dari berbagai lokasi tambang untuk memenuhi kebutuhan batubara domestik maupun ekspor. Mahakam dan Barito merupakan sungai utama di Kalimantan tempat lalulintas tongkang batubara. Selain itu pantai yang berada dekat lokasi tambang batubara memudahkan pengangkutan batubara. Kapasitas kapal pengangkut untuk tujuan ekspor dapat mencapai 180.000 DWT.

Pola angkutan batubara yang berkembang di Kalimantan saat ini adalah sebagai berikut:

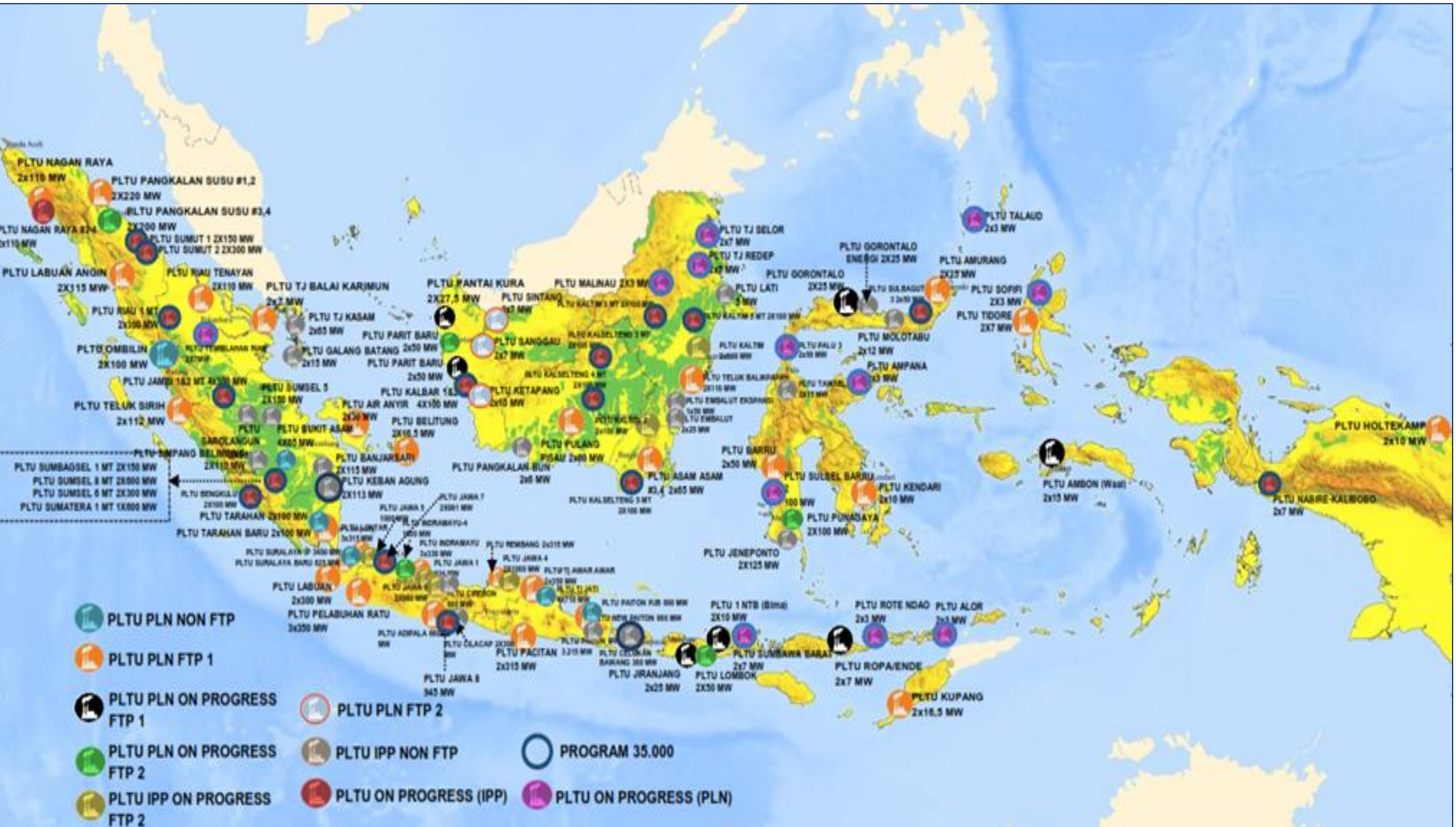
1. dari mulut tambang ke *stockpile* batubara di pelabuhan tepi sungai/pantai menggunakan truk/ *conveyor belt*

2. dari *stockpile* batubara pelabuhan tepi sungai menggunakan tongkang diangkut langsung menuju pasar domestik, ke terminal batubara untuk proses *blending* sebelum diangkuikirim ke pelabuhan tujuan ekspor dengan kapal samudra.
3. dari mulut tambang ke pelabuhan tepi sungai, kemudian diangkut dengan tongkang/*barge* untuk transhipment

Pengembangan infrastruktur batubara di Kalimantan selama ini tertuju pada pelabuhan ekspor, yang sebagian besar dilakukan oleh swasta. Menurut (Suseno, 2006), di Kalimantan terdapat beberapa pelabuhan/terminal batubara, sebagian memiliki kapasitas *handling* yang besar, seperti Tanjung Bara, *North/South* Pulau Laut, Balikpapan dan sebagian lain merupakan pelabuhan tepi sungai (*river terminal*). Kapasitas *handling* pelabuhan batubara di Kalimantan sekarang sekitar 100 juta/tahun. Sebagian besar pelabuhan batubara di Kalimantan dibuat khusus untuk melayani perusahaan tertentu (*dedicated*), dan hanya *Balikpapan Coal Terminal* serta *Indonesia Bulk Terminal* yang dapat dipergunakan untuk keperluan bersama (*common users*).

3.4.2 Produksi dan Konsumsi Batubara

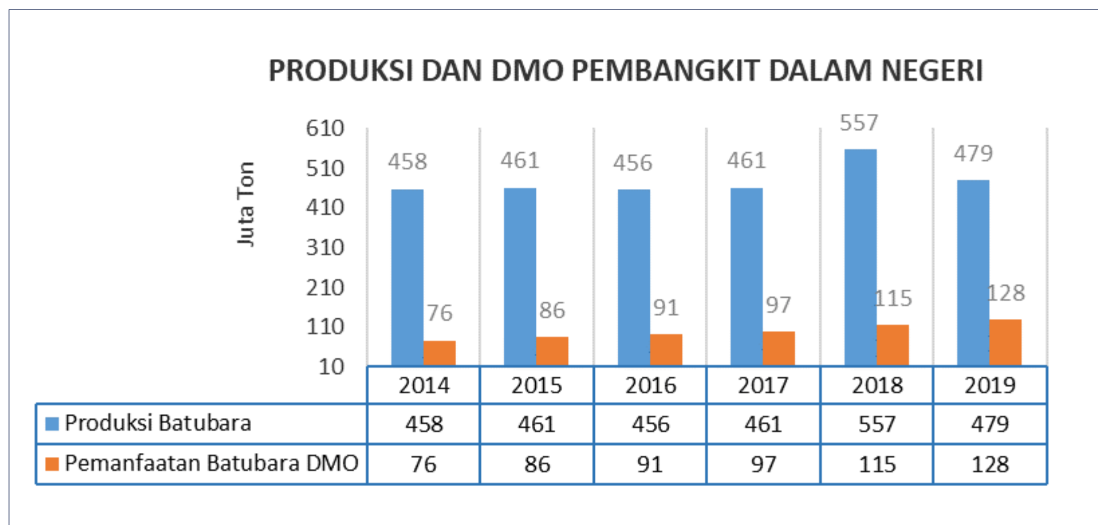
Kebijakan Energi Nasional (KEN) mengamanatkan paradigma baru dalam pengelolaan energi nasional, yaitu menempatkan sumber daya energi sebagai modal pembangunan nasional yang berkelanjutan. Oleh karena itu pasokan batubara terutama untuk Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) batubara perlu dijamin kesinambungannya melalui kontrak jangka panjang dengan produsen batubara serta mendorong pemegang Izin Usaha Pertambangan (IUP) Batubara membangun pembangkit listrik mulut tambang bekerja sama dengan PLN. Hal ini guna meningkatkan pemanfaatan batubara untuk pemenuhan kebutuhan domestik secara maksimal. Saat ini dan dimasa yang akan datang, PLTU masih merupakan Pembangkit dengan total kapasitas terbesar di Indonesia dan sebarannya dapat dilihat pada Gambar 38.



Sumber: RUPTL 2018 - 2027

Gambar 38. Sebaran PLTU di Indonesia Sesuai RUPTL 2018 - 2027.

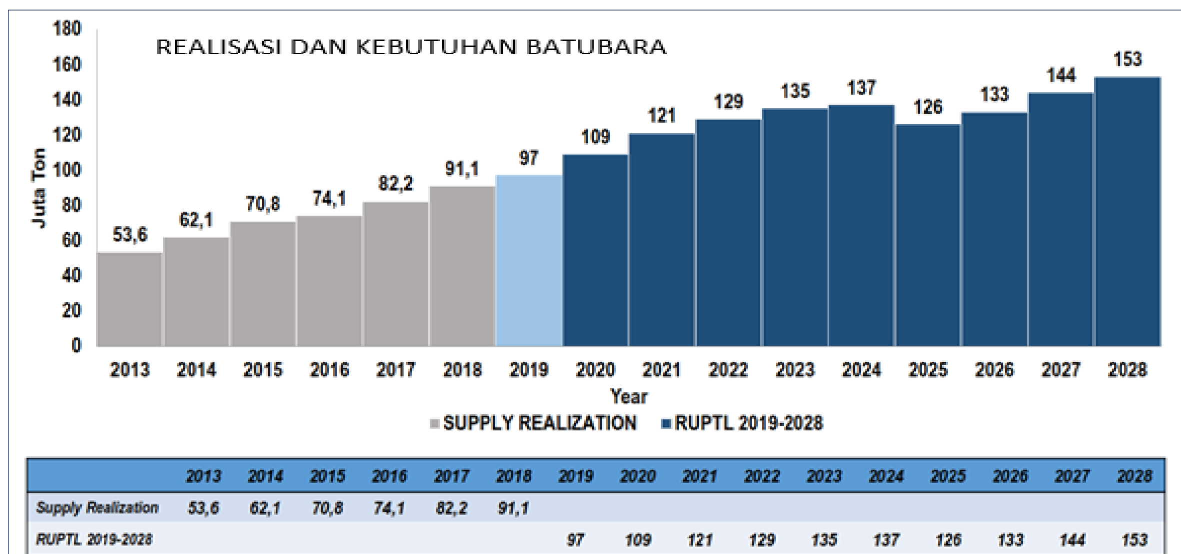
Dalam pemenuhan kebutuhan batubara tersebut, rencana produksi batubara di Tahun 2019 sebesar 479.838.746 Ton, terdapat penurunan jumlah produksi sebesar 1% ditahun 2018. Jumlah produksi penurunan sebesar 5.161.254 Ton. Sedangkan Maret 2019, realisasi produksi batubara mencapai 25.150.346,65 Ton. Disisi lain, rencana produksi batubara DMO mengalami peningkatan sebesar 5,5% dari Tahun 2018, semula 121.000.000 Ton menjadi 128.040.000 Ton. Pemanfaatan batubara domestik terus ditingkatkan, hal ini guna menjamin pasokan kebutuhan energi primer dan bahan baku didalam negeri. Gambar 39 menggambarkan produksi dan DMO untuk pembangkit listrik.



	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Produksi Batubara	458	461	456	461	557	479
Pemanfaatan Batubara DMO	76	86	91	97	115	128

Sumber : Ditjen Minerba, 2019

Gambar 39. Produksi dan DMO untuk Pembangkit Listrik Dalam Negeri.



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Supply Realization	53,6	62,1	70,8	74,1	82,2	91,1										
RUPTL 2019-2028							97	109	121	129	135	137	126	133	144	153

Sumber: Ditjen Minerba, 2019

Gambar 40. Realisasi dan Kebutuhan Batubara.

Kebutuhan pasokan batubara terutama untuk pembangkit tenaga listrik akan terus mengalami peningkatan (Gambar 40). Program percepatan pembangunan pembangkit 35 GW menyebabkan

kebutuhan batubara PLTU akan mengalami peningkatan. Tahun 2018, kebutuhan batubara PLTU sebesar 91 juta Ton dengan kapasitas sebesar 31 GW, sedangkan kebutuhan di tahun 2019, direncanakan sebesar 101 juta Ton dengan kapasitas sebesar 48 GW. Oleh karenanya, PLN melakukan mempercepat PPA 3 PLTU Mulut Tambang yaitu PLTU Mulut Tambang Jambi Tahap 1 dengan kapasitas 2x300 MW, PLTU Mulut Tambang Kalselteng 3 dengan kapasitas 200 MW dan PLTU Mulut Tambang Kaltim 5 dengan kapasitas 500 MW. Sementara itu, terdapat 10 PLTU dalam masa konstruksi yang akan beroperasi tahun 2019. Pembangkit tersebut tersebar di wilayah Jawa, Sumatera, Kalimantan dan Sulawesi. PLTU Bengkulu dengan kapasitas 2x100 MW, PLTU Jawa 7 dengan kapasitas 2x1000 MW di Banten, PLTU Batang dengan kapasitas 2x950 MW, PLTU Jawa 4 ekspansi Tanjung Jati 8 dengan kapasitas 2x1000 MW dan PLTU Jawa 8 ekspansi Cilacap 1.000 MW, PLTU Kalteng I dengan kapasitas 2x100 MW, PLTU Embalut dengan kapasitas 95 MW (eksisting dengan kapasitas 2x22,5 MW, ekspansi dengan kapasitas 1x50 MW), PLTU Kalbar I dengan kapasitas 200 MW, PLTU Jeneponto 2 dengan kapasitas 2x125 MW di Sulawesi Selatan dan PLTU Kendari 3 dengan kapasitas 100 MW di Sulawesi Tenggara.

3.5 Pemenuhan Pasokan Gas Bumi dan Batubara Domestik

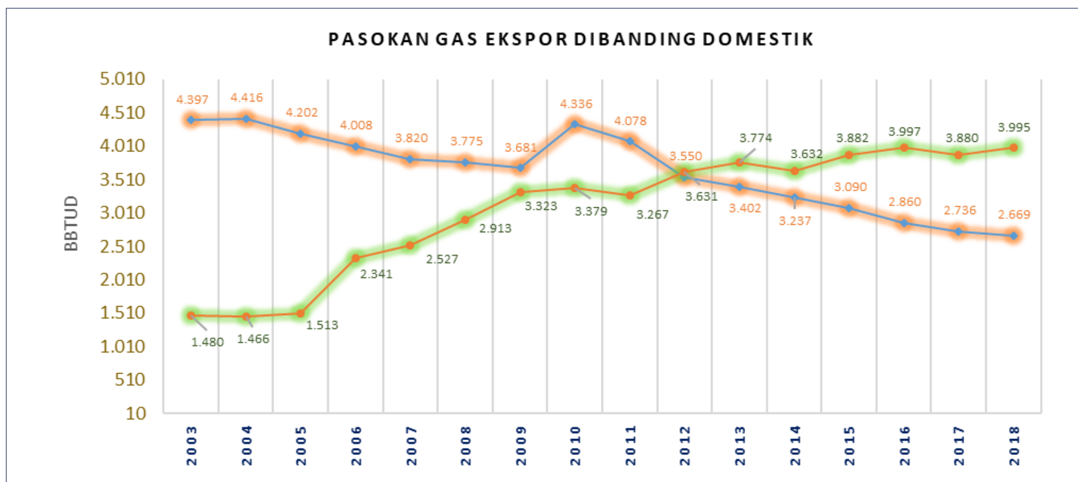
Domestic Market Obligation (DMO) gas dan batubara merupakan kebijakan pemerintah yang mewajibkan produsen gas bumi dan batubara memprioritaskan hasil produksinya bagi pemenuhan kebutuhan pasar domestik. Dasar hukum DMO gas bumi adalah PP Nomor 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dan Permen ESDM Nomor 3 tahun 2010 tentang Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pemenuhan Kebutuhan Dalam Negeri. Peraturan DMO gas bumi ini mengamanatkan penentuan alokasi dan prioritas pemanfaatan gas bumi untuk menjamin efisiensi dan efektifitas tersedianya gas bumi sebagai sumber energi dan bahan baku industri dalam negeri dengan memperhatikan keekonomian harga gas bumi. Kebijakan tersebut memprioritaskan alokasi gas bumi untuk pemanfaatan di sektor transportasi, rumah tangga, usaha mikro, dan nelayan. Kontraktor wajib memenuhi kebutuhan domestik dengan menyerahkan 25% dari hasil produksi bagiannya untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri.

Demikian juga untuk DMO batubara, Pemerintah telah menerbitkan PP Nomor 23 tahun 2010 tentang Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara dan Permen ESDM Nomor 34 tahun 2009 tentang Pengutamaan Pemasokan Kebutuhan Mineral dan Batubara untuk Kepentingan Dalam Negeri yang mewajibkan pemegang IUP Operasi Produksi dan Izin Usaha Pertambangan Khusus (IUPK) Operasi Produksi mengutamakan kepentingan pasokan kebutuhan batubara dalam negeri.

Sejalan dengan implementasi berbagai regulasi tersebut, RUEN juga telah memuat kebijakan dan strategi yang diperlukan untuk mendorong peningkatan pemanfaatan gas dan batubara domestik dari produksi nasional dan mengurangi ekspor secara bertahap hingga tahun 2050.

Pendekatan dalam penilaian indikator DMO gas bumi dan batubara dengan mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu pemenuhan gas bumi 2018 untuk domestik mencapai 58,59% dari produksi nasional dan pemenuhan batubara 2018 untuk domestik dapat mencapai 40% dari produksi nasional, sesuai target RUEN. Penjelasan berikut ini memberikan gambaran perkembangan parameter tersebut selama 5 tahun terakhir (lihat Tabel 39), seiring dengan pembatasan ekspor gas bumi dan batubara untuk meningkatkan pemenuhan pasokan gas bumi dan batubara bagi domestik.

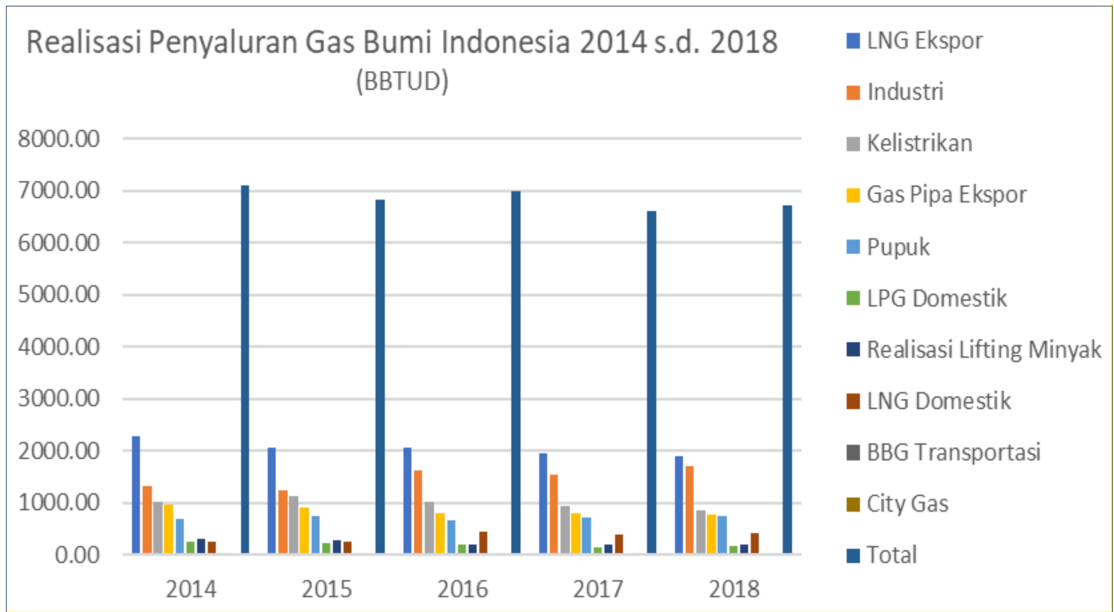
Konsumsi gas bumi domestik terus meningkat secara signifikan (rata-rata sebesar 9% per tahun sejak 2003 hingga 2018) seiring dengan penurunan ekspor gas (Gambar 41). Selama periode tersebut tingkat pemenuhan pasokan gas bumi untuk kebutuhan domestik terus meningkat. Pada 2014 telah tercapai sekitar 53% produksi nasional untuk domestik, dengan alokasi gas bumi sebesar 3.632 BBTUD. Adapun ekspor sebesar 3.237 BBTUD. Pada tahun berikutnya (2015), tingkat pemenuhan gas bumi untuk domestik meningkat menjadi 56% dengan alokasi pasokan gas bumi sebesar 3.882 BBTUD dan ekspor sebesar 3.090 BBTUD. Tahun 2016 merupakan puncak dari pasokan gas bumi untuk domestik sekitar 58% dengan alokasi pasokan gas bumi sebesar 3.997 BBTUD dari alokasi 6.857 BBTUD, sementara ekspornya hanya 2.860 BBUTD. Hal ini selaras dengan amanat KEN terkait dengan perubahan paradigma energi sebagai modal pembangunan bukan lagi sebagai komoditas. Namun, pada tahun 2017 pasokan domestik kembali menurun menjadi 3.880 BBTUD dan suplai gas domestik mencapai 3.995 BBTUD pada tahun 2018.



Sumber: Laporan Tahunan SKK Migas, 2018

Gambar 41. Peningkatan Pasokan Gas untuk Memenuhi Kebutuhan Domestik 2003 - 2018.

Realisasi pemanfaatan gas bumi untuk domestik 2014 - 2018 ditunjukkan pada Gambar 42. Sektor industri merupakan konsumen gas bumi terbesar dengan pangsa sekitar 25%. Sub sektor pengguna lainnya seperti pembangkit tenaga listrik sekitar 13%, transportasi (3%), dan gas kota (<1%).



Sumber: KESDM, diolah 2018

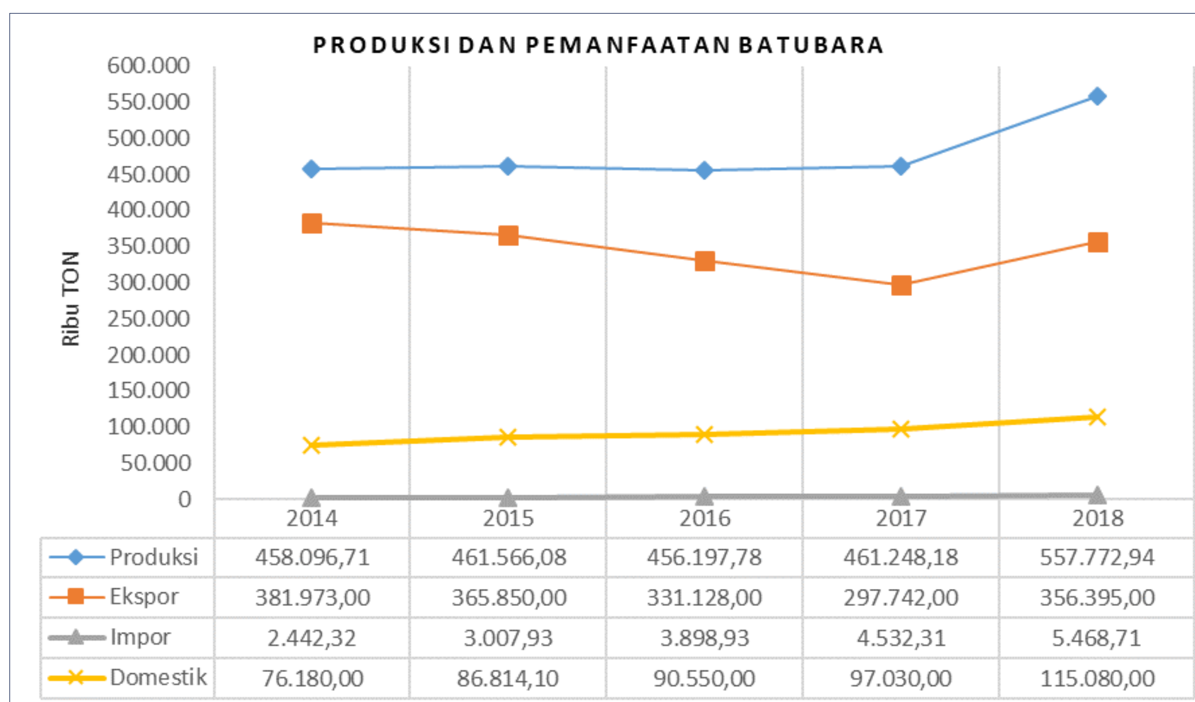
Gambar 42. Realisasi Pemanfaatan Gas Bagi Domestik Tahun 2014 - 2018.

Untuk meningkatkan pemanfaatan gas bumi di kedua sub sektor tersebut, Pemerintah telah melakukan program konversi dari BBM ke BBG dan gas kota. Namun, dalam kenyataannya program tersebut berjalan sangat lambat karena adanya beberapa kendala, seperti harga gas hulu (*market price*) yang cukup tinggi, terbatasnya infrastruktur pendistribusian gas, terbatasnya penyaluran alat konverter gas kepada masyarakan serta investasi dalam membangun Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas (SPBG) kurang menarik dan tidak ekonomis di mata investor.

Tabel 39. Data Parameter untuk Indikator DMO Gas.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017
Produksi Gas	BBTUD	6.869	6.972	6.857	6.341
Ekspor	BBTUD	3.237	3.090	2.860	2.501
Domestik	BBTUD	3.632	3.882	3.997	3.841
Persentase Domestik	%	53	56	58	60

Gambar 43 menunjukkan peningkatan pemenuhan pasokan batubara untuk kebutuhan domestik sejak 20014 hingga 2018 seiring dengan pembatasan produksi dan ekspor batubara yang telah dimulai sejak tahun 2013. Hal ini disebabkan daya serap pasar batubara internasional lebih besar daripada domestik dimana sekitar 30% pangsa pasar batubara internasional berasal dari Indonesia. Sebagian besar jenis batubara yang diekspor adalah batubara sub-bituminous dan bituminous. Sedangkan pemakaian domestik terutama batubara jenis sub-bituminous dan lignite.



	2014	2015	2016	2017	2018
Produksi	458.096,71	461.566,08	456.197,78	461.248,18	557.772,94
Ekspor	381.973,00	365.850,00	331.128,00	297.742,00	356.395,00
Impor	2.442,32	3.007,93	3.898,93	4.532,31	5.468,71
Domestik	76.180,00	86.814,10	90.550,00	97.030,00	115.080,00

Sumber: HEESI, 2018

Gambar 43. Perkembangan Peningkatan Pemenuhan Pasokan Batubara Periode 2014 - 2018 (Ton).

Tabel 40 menunjukkan tingkat pemenuhan pasokan batubara domestik tahun 2014 mencapai 16,6% atau sekitar 76,2 juta ton dari produksi sebesar 458,1 juta ton dengan alokasi ekspor sebesar 381,9 juta ton. Pada tahun 2015, meningkat menjadi 18,7% atau sebesar 86,8 juta ton dari produksi sebesar 461,6 juta ton dengan alokasi ekspor sebesar 365,8 juta ton. Pada 2016, terus meningkat menjadi 19,8% atau 90,5 juta ton dari produksi sebesar 456,2 juta ton dengan alokasi ekspor sebesar 331,1 juta ton. Kemudian pada tahun 2017 meningkat menjadi 21,0%. Pada 2018, menurun menjadi 20,6% atau 115,1 juta ton dari produksi sebesar 557,7 juta ton dengan alokasi ekspor sebesar 356,4 juta ton.

Tabel 40. Data Parameter untuk Indikator DMO Batubara.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Produksi Batubara	Juta Ton	458,1	461,6	456,2	461,2	557,8
Ekspor	Juta Ton	381,9	365,8	331,1	297,7	356,4
Domestik	Juta Ton	76,2	86,8	90,5	97,0	115,1
Persentase Domestik	%	16,6	18,7	19,8	21,0	20,6

Sumber: Diolah dari HEESI, 2018

Hasil penilaian indikator pemenuhan DMO gas bumi dan batubara berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai dengan tingkat kondisi tahan (lihat Tabel 40). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator sedikit meningkat. Berdasarkan data historis juga dapat menunjukkan bahwa tingkat pemenuhan pasokan gas bumi dan batubara terus meningkat walaupun belum mencapai target yang diharapkan masing-masing 60% dan 40% dari produksi nasional. Hal ini mengingat bahwa masih terdapat beberapa kontrak jangka panjang gas bumi yang wajib dipenuhi beberapa tahun ke depan. Sementera itu, daya serap pasar domestik terhadap batubara masih didominasi oleh pembangkit tenaga listrik (80%) dan dalam beberapa tahun kedepan kebutuhan pasokan batubara akan terus meningkat sejalan dengan mulai beroperasinya PLTU program 35 GW di beberapa wilayah.

Tabel 41. Penilaian Indikator DMO Gas dan Batubara.

INDIKATOR (Aspek III Nomor 14)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
DMO GAS DAN BATUBARA	- Pemenuhan gas bumi untuk domestik 60% dari produksi nasional - Pemenuhan batubara untuk domestik 40% dari produksi nasional (RUEN)	6,20	6,32	6,47	6,54

3.6 Cadangan Minyak dan Gas

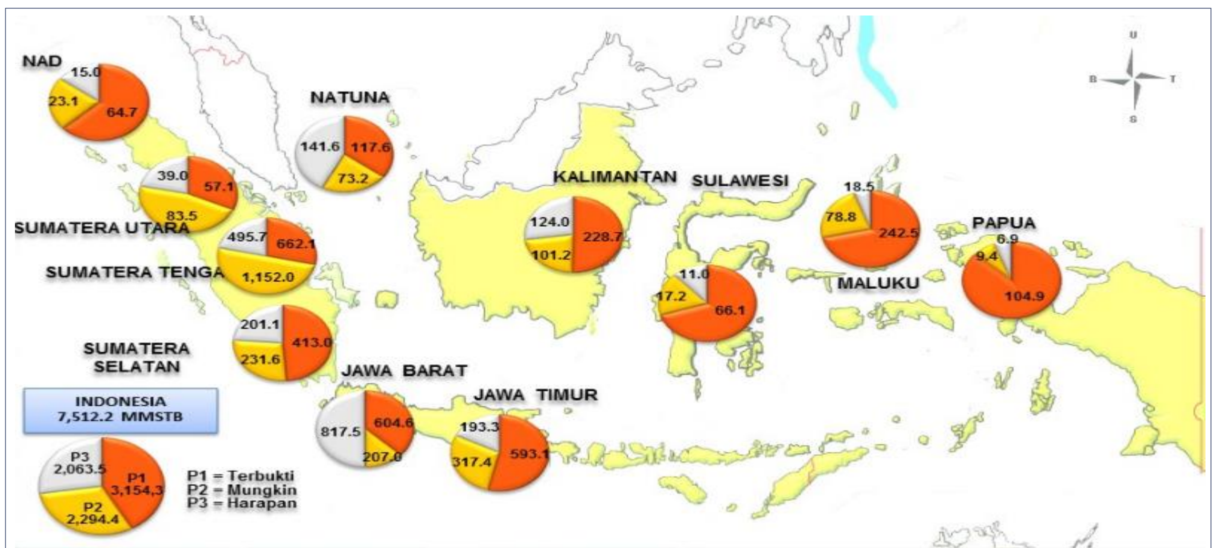
3.6.1 Cadangan dan Sumber Daya Minyak dan Gas Bumi

Sesuai dengan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014, definisi cadangan strategis adalah sumber daya energi yang dicadangkan dan diatur untuk menjamin ketahanan energi dalam jangka

panjang (masa depan). Pada dasarnya, cadangan ini merupakan cadangan terbukti yang sudah diketahui jenis, jumlah dan lokasinya.

Cadangan terbukti minyak dan gas bumi (migas) adalah sumber daya migas yang sudah diketahui lokasi, jumlah dan mutunya. Sumber daya migas adalah sumber daya migas yang dapat dimanfaatkan, baik sebagai sumber energi maupun sebagai energi. Sedangkan, laju penemuan cadangan baru terhadap cadangan yang terproduksikan disebut *reserve replacement ratio* (RRR). Untuk meningkatkan status dari cadangan potensial ke cadangan terbukti dibutuhkan peningkatan program eksplorasi secara lebih intensif. Idealnya untuk satu setara barel migas yang diproduksikan segera tergantikan oleh satu setara barel migas yang ditemukan.

Indonesia merupakan salah satu negara produsen minyak bumi di dunia. Cadangan minyak bumi tersebar hampir di seluruh wilayah Indonesia sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 44. Cadangan paling besar berada pada wilayah Sumatera Bagian Tengah, Kalimantan dan Jawa Bagian Timur.



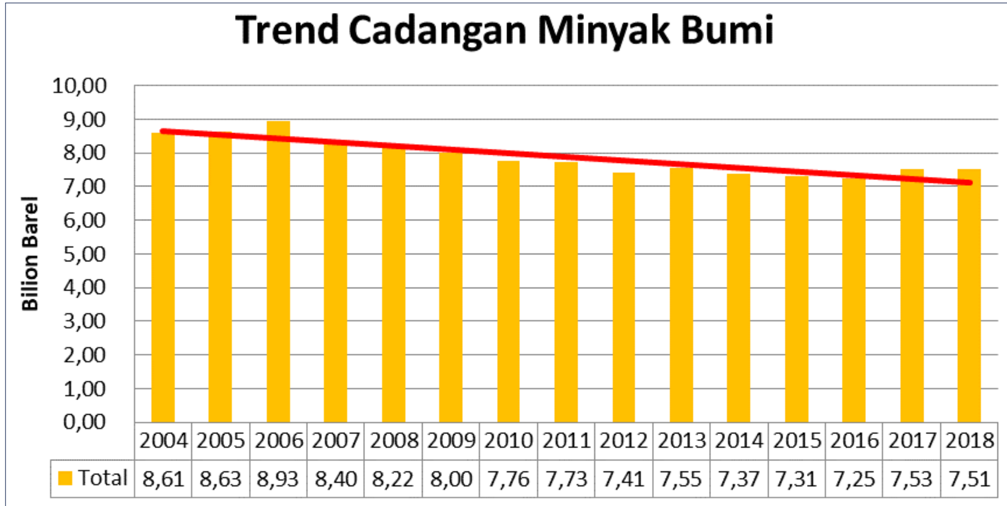
Sumber: Statistik Migas, 2018

Gambar 44. Peta Cadangan Minyak Bumi Indonesia per 1 Januari 2018.

Cadangan minyak bumi nasional berdasarkan data terakhir per 1 Januari 2018 berjumlah 7.512,2 MMSTB terdiri dari cadangan terbukti (P1) sebesar 3,154,3 MMSTB, cadangan mungkin (P2) sebesar 2.294,4 MMSTB dan cadangan harapan (P3) sebesar 2.063,5 MMSTB. Cadangan terbukti (*proved reserves*) mencakup cadangan telah dibuktikan pemboran dan telah dihitung keekonomiannya, sedangkan cadangan mungkin (*probable reserves*) dan harapan (*possible reserves*) sebesar 4.357,5 MMSTB berpotensi dikembangkan lebih lanjut, baik melalui eksplorasi rinci dan pemboran maupun dengan menggunakan teknologi yang lebih maju. Di samping itu dengan adanya cadangan terbukti dapat ditingkatkan melalui pengembangan lebih lanjut melalui eksplorasi, pemboran (*infill drilling*) dan teknologi pengurasan/pemarasan menggunakan teknologi *Improved Oil Recovery/Enhance Oil Recovery (IOR/EOR).*

Saat ini tren cadangan minyak bumi dari tahun 2004 - 2018 mengalami penurunan sekitar 19% (Gambar 45), hal ini disebabkan karena belum ditemukannya cadangan minyak baru yang jumlahnya signifikan, walaupun pada kisaran tahun 2011 - 2012 ditemukan cadangan baru di mobil Cepu.

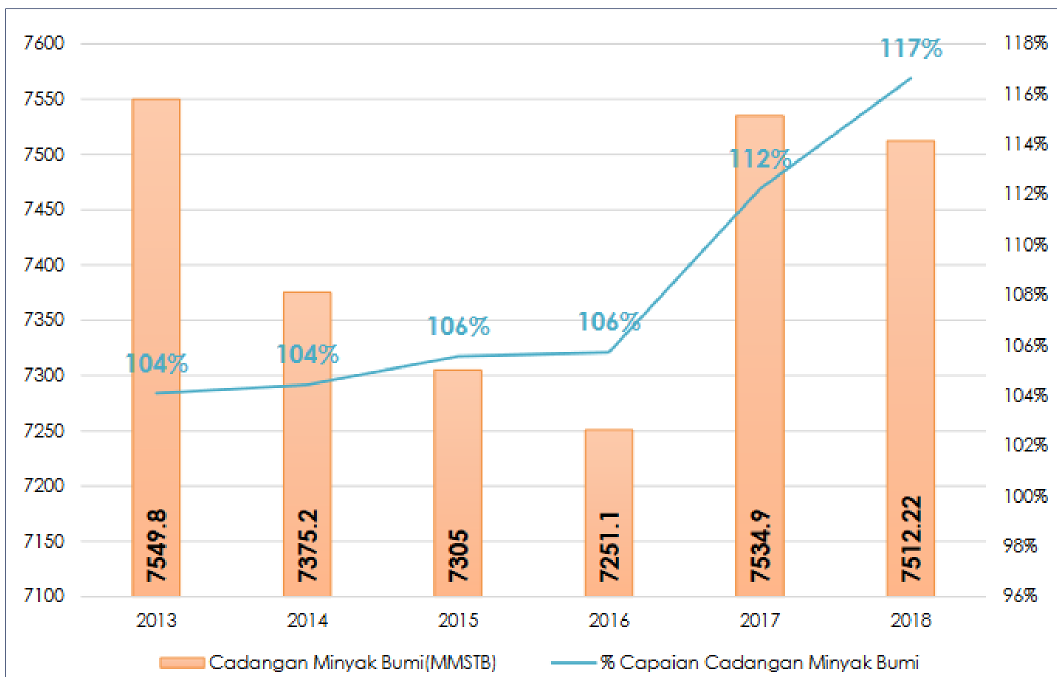
Dengan kondisi cadangan terbukti sebesar 3,15 Miliar Barel dan produksi rata-rata per tahun sebesar 281 juta barel, maka diperkirakan cadangan minyak bumi akan habis 11 tahun kedepan, dengan catatan tidak ditemukannya tambahan cadangan baru.



	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Total	8,61	8,63	8,93	8,40	8,22	8,00	7,76	7,73	7,41	7,55	7,37	7,31	7,25	7,53	7,51

Sumber: KESDM

Gambar 45. Trend Penurunan Cadangan Minyak Bumi.



Sumber: KESDM

Gambar 46. Cadangan Minyak Bumi dan *Reserve Replacement Ratio* 2013 - 2018.

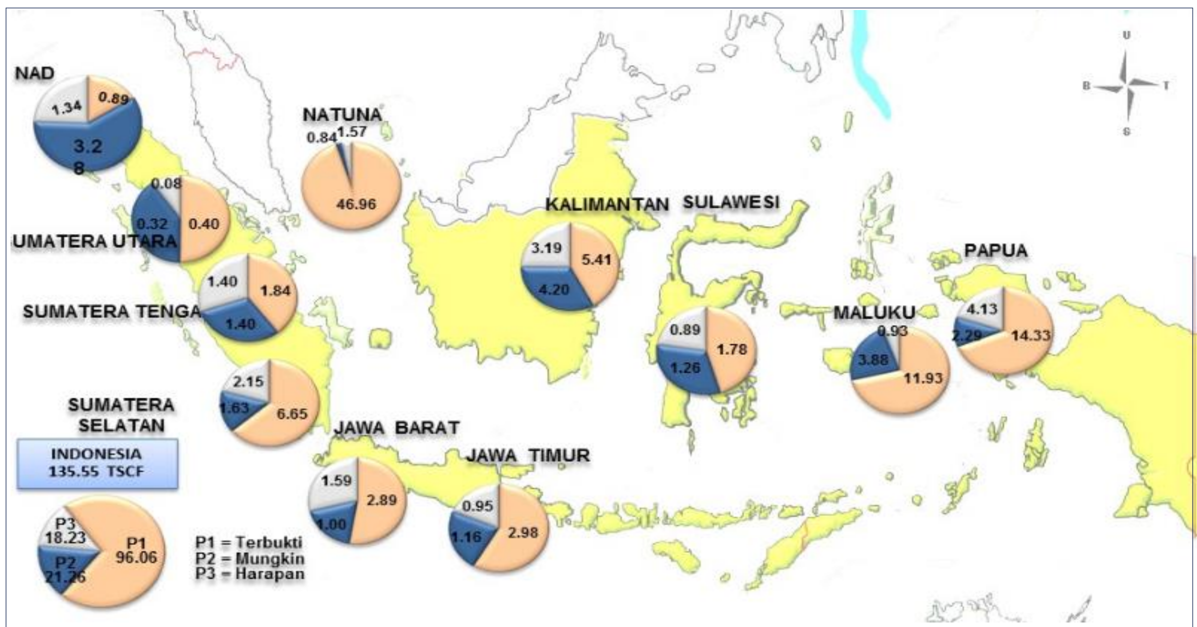
Cadangan minyak bumi dan kondensat status 1 Januari 2018 adalah sebesar 7,51 milyar barel (gambar 46). Cadangan tersebut mengalami penurunan sebesar 0,02 milyar barel (0,29%) dibandingkan cadangan minyak bumi status 1 Januari 2017 sebesar 7,53 milyar barel. Penurunan sebesar 0.22 milyar barel tersebut berasal dari:

1. Produksi minyak bumi dan kondensat tahun 2017 sebesar 0,29 milyar barel.
2. Perubahan penurunan cadangan yang besar terutama terjadi pada cadangan terbukti lapangan-lapangan dari kontraktor Husky, PT. Odira Energy Karang Agung, PHE WMO, Saka Indonesia Pangkah Ltd., ENI Muara Bakau, PT. Bumi Siak Pusako, Talisman Jambi Merang, Petronas (Ketapang), PetroChina International Jabung, Medco S.-Rimau, dan CITIC Seram Energy Ltd. sebesar 0.14 milyar barel.
3. Penurunan cadangan Kontraktor karena adanya perhitungan ulang dengan adanya pengeboran-pengeboran baru, ataupun oleh adanya data penunjang baru yang lain.

Namun demikian, selain penurunan cadangan minyak bumi dan kondensat, terdapat juga penambahan cadangan yang disebabkan oleh Kenaikan cadangan terutama terjadi pada lapangan-lapangan dari kontraktor Mobil Cepu Ltd., PHE ONWJ, Medco E&P Tomori, PetroChina East Java, PT. Tropik Energi Pandan, PHE WMO, KSO Petro Papua Mogoi W, KSO Energy Tanjung Tiga, KSO Santika Pendopo E, Petronas (Ketapang), Medco E&P S.-Rimau, KSO Techwin Benakat T, PetroChina International Jabung dan KSO Tawun Gegunung E sebesar 0.11 milyar barel.

Terlepas dari adanya penurunan cadangan minyak bumi, capaian kinerja cadangan *Reserves Replacement Ratio* (RRR) minyak bumi tahun 2018 masih melebihi target yang telah ditetapkan dengan persentase capaian sebesar 117%. Angka persentase ini justru melebihi persentase capaian tahun sebelumnya yang hanya mencapai 112%.

Cadangan gas bumi nasional berdasarkan data terakhir per-1 Januari 2018 berjumlah 135.55 TSCF terdiri dari cadangan terbukti (P1) sebesar 99,02 TSCF, cadangan mungkin (P2) sebesar 21.26 TSCF dan cadangan harapan (P3) sebesar 18,23 TSCF. Cadangan terbukti (*proved reserves*) mencakup cadangan telah dibuktikan pemboran dan telah dihitung keekonomiannya, sedangkan cadangan mungkin (*probable reserves*) dan harapan (*possible reserves*) sebesar 39,49 TSCF berpotensi dikembangkan lebih lanjut, baik melalui eksplorasi rinci dan pemboran maupun dengan menggunakan teknologi yang lebih maju. Di samping itu dengan adanya cadangan terbukti dapat ditingkatkan melalui pengembangan lebih lanjut melalui eksplorasi, pemboran (*infill drilling*) dan teknologi pengurasan/pemarasan menggunakan teknologi *Improved Oil Recovery/Enhance Oil Recovery* (IOR/EOR).



Sumber: Statistik Migas, 2018

Gambar 47. Peta Sebaran Cadangan Gas Bumi Indonesia per 1 Januari 2018.

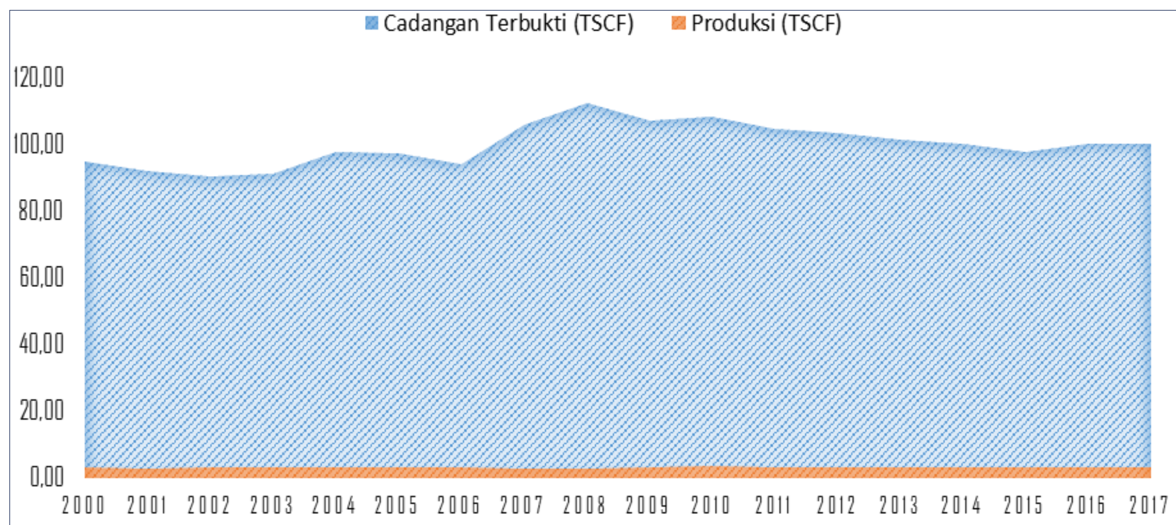
Saat ini trend cadangan gas bumi dari tahun 2008 - 2018 mengalami penurunan sekitar 20%, hal ini disebabkan karena belum ditemukannya cadangan gas baru yang jumlahnya signifikan walaupun pada kisaran tahun 2013 ditemukan cadangan baru di mobil cepu sebesar 1,1 TSCF.

Dengan kondisi cadangan terbukti sebesar 96,06 TSCF dan produksi rata-rata per tahun sebesar 2.833,78 MMSCF, maka diperkirakan cadangan minyak bumi akan habis 34 tahun kedepan, dengan catatan tidak ditemukannya tambahan cadangan baru. Salah satu lapangan yang berpotensi memperkuat produksi gas bumi dimasa mendatang adalah dari Blok Masela dengan total cadangan sebesar 10,73 TCF. Di samping itu, percepatan kegiatan eksplorasi dan pengembangan pada lapangan produksi, realisasi komitmen investasi serta percepatan POD dan *onstream* pada lapangan-lapangan lainnya akan berpotensi menambah cadangan dan produksi migas nasional.

Secara umum, baik minyak maupun gas bumi berpotensi untuk mendapatkan cadangan baru serta meningkatkan produksi sejalan dengan kebijakan pemerintah dalam kegiatan industri migas melalui kemudahan, kepastian dan pemangkasan perizinan serta perubahan skema bisnis migas yang lebih menekankan pada efisiensi dan efektifitas melalui perubahan skema *cost recovery* ke *gross split*.

Perkembangan cadangan dan produksi gas bumi ditunjukkan di Gambar 48. Selama periode 2013 hingga 2017, cadangan dan produksi relatif tetap hanya cadangan terbukti ada menurun di 2017. Kondisi cadangan terbukti gas bumi sebesar 100,26 TSCF dengan produksi 3,18 TSCF di 2014. Hal ini berarti dengan laju pengurasan yang sama dan apabila penemuan cadangan baru cenderung sedikit diperkirakan cadangan gas bumi hanya dapat tersedia hingga selama 31,5 tahun kedepan. Sementara itu, pencapaian RRR gas bumi diperoleh sebesar 71%. Tahun berikutnya, cadangan terbukti mengalami penurunan menjadi 97,99 TSCF dan produksi gas bumi relatif sama dengan tahun 2014 sebesar 3,18 TSCF. Sehingga dengan kondisi tersebut, sisa cadangan gas bumi

diperkirakan menurun hanya selama 30,8 tahun. Dengan capaian RRR yang juga mengalami penurunan menjadi 17%. Pada 2016, terjadi kenaikan cadangan terbukti menjadi sebesar 101,22 TSCF dengan produksi sedikit menurun menjadi sebesar 3,07 TSCF. Dengan demikian, cadangan gas bumi diperkirakan dapat tersedia hingga 34,9 tahun mendatang. Sedangkan pencapaian RRR gas bumi meningkat menjadi sekitar 39%. Hal ini berarti bahwa untuk setiap produksi 1 TSCF gas bumi akan digantikan dengan 0,39 TSCF gas bumi yang ditemukan. Pada tahun 2017, berdasarkan HEESI, cadangan terbukti gas bumi sebesar 100,37 TSCF, dengan produksi sebesar 2,97 TSCF. Sementara itu berdasarkan data SKK Migas, RRR untuk gas bumi hanya 21% pada tahun 2017.



Sumber: KESDM

Gambar 48. Perkembangan Cadangan dan Produksi Gas Bumi Periode sampai dengan 2018.

Pendekatan penilaian indikator cadangan dan sumber daya migas dengan mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu ketersediaan cadangan terbukti minyak bumi diharapkan minimal 15 tahun dan cadangan terbukti gas minimal 40 tahun. Sedangkan, *reserve replacement ratio* (RRR) minyak bumi lebih besar dari satu (>1) dan RRR gas bumi lebih besar dari satu (>1). Penjelasan berikut ini memberikan gambaran perkembangan parameter tersebut selama 3 tahun terakhir (Tabel 41). Seiring dengan berbagai upaya Pemerintah untuk terus meningkatkan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi migas.

Tabel 42. Data Parameter Cadangan Minyak dan Gas Bumi.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Cadangan Terbukti Minyak	Miliar Barel	3,62	3,6	3,3	3,17	3,15
Produksi Minyak	Miliar Barel	0,290	0,287	0,305	0,292	0,282
Rasio Cadangan per Produksi Minyak	Tahun	12,5	12,5	10,8	10,9	11,17

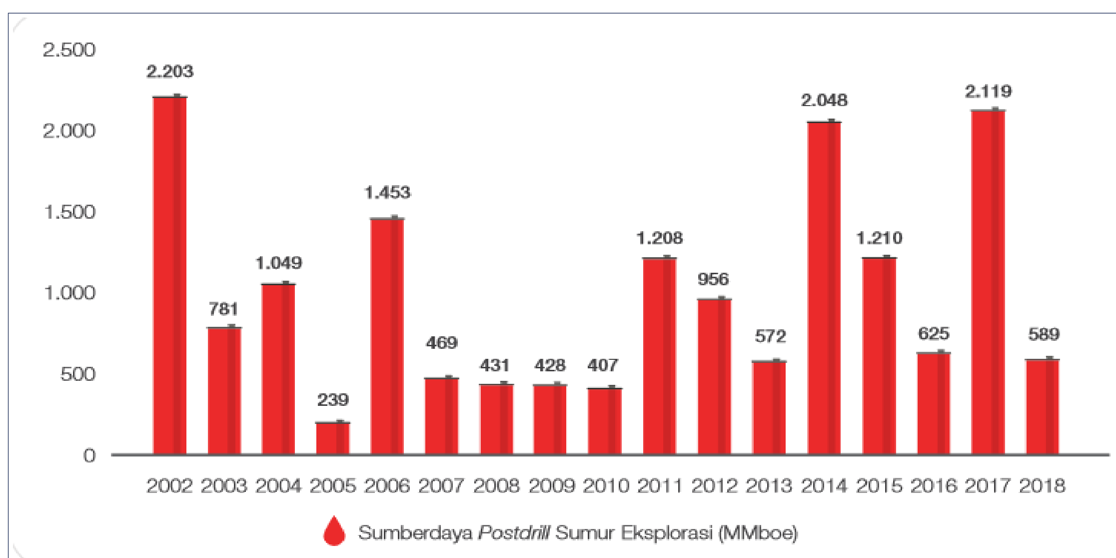
PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Cadangan Terbukti Gas Bumi	TSCF	100,26	97,99	101,22	100,37	100,37*
Produksi Gas Bumi	TSCF	3,18	3,11	3,07	2,96	2,96*
Rasio Cadangan terhadap Produksi Gas	Tahun	31,5	30,8	34,9	33,9	33,9*
RRR Minyak Bumi	%	58	139	99	114	106
RRR Gas	%	71	17	39	21	

Sumber: HEESI, 2018 dan Laporan Tahunan SKK 2014 - 2018

Penemuan cadangan terbukti dipengaruhi oleh kegiatan eksplorasi. Kegiatan eksplorasi tersebut mencakup kegiatan survei (survei seismik dua dimensi (2D), tiga dimensi (3D) dan survei non seismik) dan pengeboran sumur eksplorasi. Pada tahun 2017, kontraktor KKS telah merealisasikan survei seismik 2D sebanyak 924 survei sepanjang 3.274 km, survei seismik 3D seluas 3.952 km2, dan juga telah merealisasikan 13 kegiatan non seismik.

Hasil dari kegiatan eksplorasi, kemudian dilanjutkan dengan kegiatan eksploitasi apabila terdapat prospek cadangan. Kegiatan tersebut bertujuan untuk menemukan cadangan terbukti baru dan juga menahan laju penurunan produksi. Kegiatan ekspoitasi ini menurun tajam sejak tahun 2014, hal ini dipengaruhi penurunan harga minyak dunia sebagai faktor utamanya. Dalam kegiatan eksploitasi tahun 2018, telah terealisasi 278 sumur eksploitasi. Terdapat 29 sumur yang tidak dapat direalisasikan karena adanya kendala perizinan (5 kasus), jasa servis (5 sumur) dan internal Kontraktor KKS sebanyak 19 sumur. Namun demikian, terdapat tambahan realisasi 11 sumur dari percepatan program 2017. Kontribusi produksi yang diperoleh dari pengeboran pengembangan di tahun 2016 sebesar 59.705 bopd dan 182 MMSCFD.

Dari hasil pengeboran sumur eksplorasi di WK Eksplorasi Konvensional yang telah dilakukan di tahun 2018, terdapat 13 sumur eksplorasi yang telah selesai dites dan berhasil menemukan sumberdaya minyak dan/atau gas bumi. Dari 34 sumur eksplorasi yang telah dibor, terdapat 14 sumur yang menemukan hidrokarbon, 6 sumur terindikasi hidrokarbon, 3 sumur kering, dan 11 sumur lainnya yang masih belum selesai dibor. Berbeda halnya dengan sumur eksplorasi di WK Gas Metana Batubara (GMB). Tahun 2018 di WK GMB tidak ada sumur pengeboran yang berhasil menemukan hidrokarbon. Dari data tersebut, persentase *geological success ratio* (sumur penemuan dan indikasi dihitung sebagai kesuksesan dalam membuktikan system petroleum yang menghasilkan hidrokarbon) dari pengeboran sumur eksplorasi ini adalah sebesar 59%. Sepanjang tahun 2018, hasil evaluasi *post-drill* mencatat adanya penemuan sumberdaya sebanyak 494,4 MMbOE dan 531,1 MMscf (Gambar 49).



Sumber: SKK Migas, 2018

Gambar 49. Sumberdaya *Postdrill* Sumur Eksplorasi.

Hasil penilaian indikator cadangan dan sumber daya migas berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai dengan tingkat kondisi kurang tahan (Tabel 42). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator relatif sama hanya sedikit meningkat di 2016. Berdasarkan data historis juga dapat menunjukkan bahwa dengan tren laju pengurasan cadangan terbukti migas yang dipertahankan relatif tetap selama 3 tahun terakhir namun tingkat penemuan cadangan baru tidak signifikan. Sehingga belum dapat meningkatkan ketahanan cadangan migas sesuai yang diharapkan masing-masing untuk cadangan terbukti minyak bumi 15 tahun dan gas bumi 40 tahun mendatang.

Tabel 43. Penilaian Indikator Cadangan dan Sumber Daya Migas.

INDIKATOR (Aspek III Nomor 16)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
CADANGAN DAN SUMBER DAYA MIGAS	- Cadangan terbukti minyak bumi minimal 15 tahun - Cadangan terbukti gas minimal 40 tahun - *Reserve Replacement Ratio* (RRR) minyak bumi >1 - *Reserve Replacement Ratio* (RRR) gas bumi >1	5,65	5,70	5,65	5,77

3.6.2 Cadangan Penyangga Energi

Berdasarkan Undang-undang Nomor 30 Tahun 2007 Tentang Energi dan Peraturan Presiden Nomor 79 Tahun 2014 Tentang KEN, pengaturan terkait cadangan penyangga energi sebagai berikut:

1. Definisi cadangan penyangga energi (CPE) adalah jumlah ketersediaan sumber energi dan energi yang disimpan secara nasional yang diperlukan untuk memenuhi kebutuhan energi nasional pada kurun waktu tertentu.
2. Untuk menjamin ketahanan energi Indonesia, CPE wajib disediakan oleh Pemerintah, dengan ketentuan bahwa:
   - Merupakan cadangan di luar cadangan operasional yang disediakan badan usaha dan industri.
   - Dipergunakan untuk mengatasi kondisi krisis dan darurat energi.
   - Disediakan secara bertahap sesuai kondisi keekonomian dan kemampuan keuangan negara.
3. Adapun ketentuan mengenai jenis, jumlah, waktu dan lokasi diatur lebih lanjut oleh Dewan Energi Nasional. Sedangkan pengelolaan CPE dilaksanakan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Pendekatan dalam penilaian indikator cadangan penyangga energi dengan mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu ketersediaan CPE diharapkan selama 30 hari konsumsi.

Perkembangan 10 tahun terakhir, beberapa negara baik kawasan regional ASEAN, Asia dan dunia telah membangun secara bertahap dan memiliki *strategic petroleum reserve* (SPR). Sebagai contoh, *International Energy Agency* (IEA) mewajibkan setiap anggotanya memiliki SPR minimal 90 hari impor. Sedangkan, beberapa negara-negara di kawasan Asia seperti Jepang memiliki SPR selama 140 hari yang terdiri dari 83 hari minyak bumi dan 65 hari BBM, Thailand memiliki 81 hari (45 hari minyak bumi dan 36 hari BBM) dan Singapura 60 hari (30 hari minyak bumi dan 30 hari BBM).

Namun demikian, hingga saat ini Indonesia belum memiliki CPE. Pemerintah masih menyiapkan rancangan Peraturan Presiden Tentang Cadangan Penyangga Energi. Substansi rancangan perpres tersebut memuat, antara lain penentuan jenis, jumlah, waktu dan lokasi penyimpanan CPE, mekanisme penyediaan CPE dengan skema kerja sama Pemerintah dan badan usaha (KPBU) dalam pembangunan dan pengelolaan CPE, sumber pembiayaan APBN dan sumber lainnya juga dimungkinkan untuk pembangunan infrastruktur CPE.

Hasil penilaian indikator CPE berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai dengan tingkat kondisi rentan (Tabel 43). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator relatif sama. Berdasarkan data historis juga dapat menunjukkan bahwa walaupun program prioritas nasional Pemerintah periode 2014 - 2019 telah memprioritaskan untuk membangun CPE dalam rangka meningkatkan ketahanan energi namun masih terdapat beberapa hambatan untuk merealisasikannya seperti keterbatasan dana APBN dan penyelesaian rancangan regulasi penyediaan dan pengelolaan CPE yang implementatif bagi semua pihak.

1. Definisi cadangan penyangga energi (CPE) adalah jumlah ketersediaan sumber energi dan energi yang disimpan secara nasional yang diperlukan untuk memenuhi kebutuhan energi nasional pada kurun waktu tertentu.
2. Untuk menjamin ketahanan energi Indonesia, CPE wajib disediakan oleh Pemerintah, dengan ketentuan bahwa:
   - Merupakan cadangan di luar cadangan operasional yang disediakan badan usaha dan industri.
   - Dipergunakan untuk mengatasi kondisi krisis dan darurat energi.
   - Disediakan secara bertahap sesuai kondisi keekonomian dan kemampuan keuangan negara.
3. Adapun ketentuan mengenai jenis, jumlah, waktu dan lokasi diatur lebih lanjut oleh Dewan Energi Nasional. Sedangkan pengelolaan CPE dilaksanakan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Pendekatan dalam penilaian indikator cadangan penyangga energi dengan mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu ketersediaan CPE diharapkan selama 30 hari konsumsi.

Perkembangan 10 tahun terakhir, beberapa negara baik kawasan regional ASEAN, Asia dan dunia telah membangun secara bertahap dan memiliki *strategic petroleum reserve* (SPR). Sebagai contoh, *International Energy Agency* (IEA) mewajibkan setiap anggotanya memiliki SPR minimal 90 hari impor. Sedangkan, beberapa negara-negara di kawasan Asia seperti Jepang memiliki SPR selama 140 hari yang terdiri dari 83 hari minyak bumi dan 65 hari BBM, Thailand memiliki 81 hari (45 hari minyak bumi dan 36 hari BBM) dan Singapura 60 hari (30 hari minyak bumi dan 30 hari BBM).

Namun demikian, hingga saat ini Indonesia belum memiliki CPE. Pemerintah masih menyiapkan rancangan Peraturan Presiden Tentang Cadangan Penyangga Energi. Substansi rancangan perpres tersebut memuat, antara lain penentuan jenis, jumlah, waktu dan lokasi penyimpanan CPE, mekanisme penyediaan CPE dengan skema kerja sama Pemerintah dan badan usaha (KPBU) dalam pembangunan dan pengelolaan CPE, sumber pembiayaan APBN dan sumber lainnya juga dimungkinkan untuk pembangunan infrastruktur CPE.

Hasil penilaian indikator CPE berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai dengan tingkat kondisi rentan (Tabel 43). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator relatif sama. Berdasarkan data historis juga dapat menunjukkan bahwa walaupun program prioritas nasional Pemerintah periode 2014 - 2019 telah memprioritaskan untuk membangun CPE dalam rangka meningkatkan ketahanan energi namun masih terdapat beberapa hambatan untuk merealisasikannya seperti keterbatasan dana APBN dan penyelesaian rancangan regulasi penyediaan dan pengelolaan CPE yang implementatif bagi semua pihak.

menjadi selama 19 hari, solar selama 26 hari dan avtur menurun menjadi selama 24 hari, sedangkan LPG turun menjadi 16 hari. Pada tahun 2017, cadangan operasional premium meningkat menjadi 20 hari solar menurun menjadi 25 hari dan avtur meningkat menjadi 25 hari.

Tabel 45. Data Parameter untuk Indikator Cadangan BBM dan LPG.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Cadangan Premium	Hari	16	18	19	20	20*
Cadangan Solar	Hari	18	25	26	25	23*
Cadangan Avtur	Hari	31	28	24	25	31*
Cadangan LPG	Hari	18	17	16	16	17

*Sumber: Pertamina dan *Rilis Kementerian ESDM tanggal 2 Januari 2019*

Hasil penilaian indikator cadangan BBM dan LPG berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015, 2017 dan 2018 menunjukkan nilai dengan tingkat kondisi kurang tahan dan di 2016 tingkat kondisi tahan karena adanya sedikit kenaikan (Tabel 44). Selama periode empat tahun, tren nilai indikator sedikit meningkat dari 5,86 menjadi 5,97 pada tahun 2018. Berdasarkan data historis juga dapat menunjukkan bahwa kondisi ketahanan cadangan operasional BBM rata-rata hanya sekitar 19 - 26 hari konsumsi ada sedikit kenaikan untuk premium dan solar namun avtur menurun. Sedangkan, cadangan operasi LPG cenderung menurun dari 18 menjadi 16 hari konsumsi. Untuk memenuhi kebutuhan BBM dan LPG nasional yang terus meningkat dan menjaga keamanan pasokan diperlukan peningkatan ketahanan cadangan operasional hingga 30 hari konsumsi.

Saat ini, untuk mengantisipasi daerah yang mengalami kelangkaan/gangguan pasokan BBM dan LPG, Pertamina menerapkan sistem alternatif penyuplaian BBM/LPG dengan pola *reguler*, *alternative*, dan *emergency* (RAE) yang terintegrasi dengan cakupan wilayah 8 *marketing operation region* (MOR) yang tersebar di berbagai wilayah kepulauan Indonesia. Pola pendistribusian BBM tersebut digunakan sesuai dengan kondisi yang ada di wilayah MOR. *Reguler* adalah pola suplai biasa yang selama ini dilaksanakan dari *supply point* kilang. Untuk *alternative* dilaksanakan apabila kilang terkendala sehingga tidak bisa 100% menyuplai ke suatu MOR. Sedangkan, *emergency* apabila kilang sama sekali tidak bisa beroperasi, kebutuhan BBM suatu MOR disuplai dari kilang terdekat dan depo lain di luar wilayah MOR tersebut.

Tabel 46. Penilaian Indikator Cadangan BBM dan LPG.

INDIKATOR (Aspek III Nomor 10)	NILAI PATOKAN TERTINGGI	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
CADANGAN BBM dan LPG	Cadangan BBM dan LPG 30 hari konsumsi	5,86	6,00	5,97	5,97

3.7 Cadangan dan Sumber Daya Batubara

Sumber daya batubara *(coal resource)* adalah bagian dari endapan batubara yang dapat dimanfaatkan secara nyata baik sebagai energi maupun sebagai bahan baku industri. Adapun cadangan batubara (*coal reserve*) merupakan bagian dari sumber daya batubara yang telah diketahui lokasi, dimensi, jumlah, sebaran, kuantitas dan kualitas (fisik dan kimia dalam kaitannya dengan penambangan) meliputi kadar, ketebalan dan kedalaman yang pada saat pengkajian kelayakannya memenuhi kriteria untuk dinyatakan layak tambang dengan asumsi memiliki nilai ekonomis bila diproduksi berdasarkan kajian saat ini. Sumber daya batubara dapat meningkat menjadi cadangan batubara setelah dinyatakan layak berdasarkan hasil evaluasi kajian atas faktor ekonomi, pemasaran, penambangan, pengolahan, lingkungan, sosial, hukum/perundang-undangan dan kebijakan pemerintah.

Secara umum cadangan dibedakan dalam dua kategori. Pertama, cadangan terukur *(probable reserve)* yang merupakan bagian dari sumber daya terindikasi (*indicated resource*) yang memenuhi kondisi untuk diklasifikasikan menjadi cadangan. Kedua, cadangan terbukti (*proven reserve)* yang merupakan bagian dari sumber daya terukur yang memenuhi kondisi untuk diklasifikasikan menjadi cadangan. Kondisi-kondisi yang memungkinkan perubahan sumber daya terukur dan terindikasi menjadi *proven reserve* dan *probable reserve* adalah kondisi ekonomi, penambangan, metalurgi, pemasaran, lingkungan, sosial dan pemerintah.

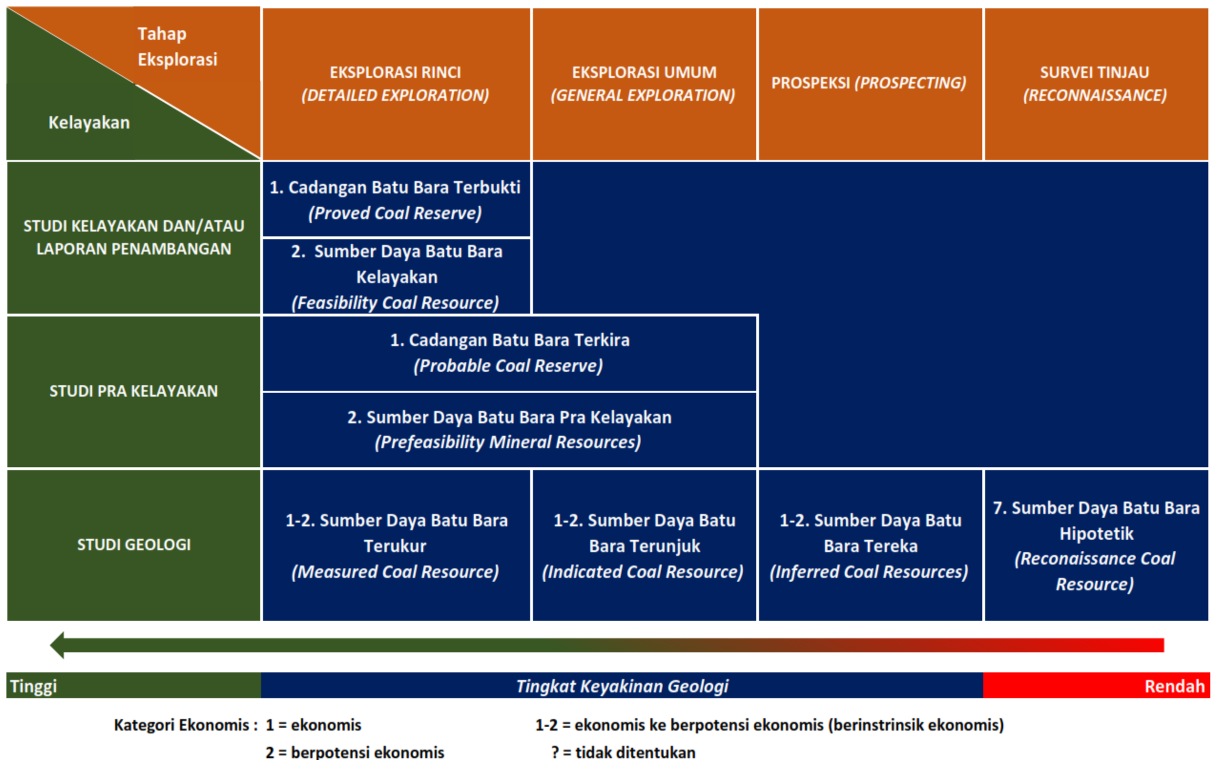
Cadangan dapat dikelompokan dalam empat istilah sebagai berikut:

1. Cadangan Tereka (*inferred reserve*), merupakan hasil penafsiran berdasarkan sebagian besar informasi geologi yang dilengkapi dengan beberapa contoh singkapan secara kuantitatif kesalahan cadangan terduga,
2. Cadangan Terindikasi *(indicated reserve),* cadangan hasil penafsiran dan perhitungan berdasarkan contoh singkapan, parit uji, sumur uji dan pemboran. tidak seteliti pada cadangan terukur dengan jarak yang kurang rapat, dibantu penafsiran geologi rinci secara kuantitatif maksimum 40% cadangan terunjuk
3. Cadangan Tertambang *(mineable reserve),* bagian dari cadangan bahan galian yang layak ditambang menggunakan teknologi penambangan yang ada saat ini.
4. Cadangan Terukur *(measured reserve),* cadangan hasil penafsiran data singkapan, parit uji, sumur uji, pemboran detil dengan jarak relatif rapat dilengkapi dengan informasi geologi rinci.

Klasifikasi sumber daya dan cadangan batubara ini didasarkan pada tingkat keyakinan geologi yang ditentukan secara kualitatif oleh kondisi geologi/tingkat kompleksitas dan secara kuantitatif oleh jarak titik informasi. Pengelompokan tersebut mengandung dua aspek, yaitu aspek geologi dan aspek ekonomi. Penghitungan jumlah sumber daya maupun cadangan harus didasarkan pada standar yang berlaku, yakni mengacu pada Standar Nasional Indonesia (SNI) yang hanya membahas mengenai batubara saja atau *the Joint Ore Reserves Committee* (JORC) yang cakupan maupun obyek pembahasan mencakup juga mineral dan bijih. Selanjutnya hasil kajian ini dimuat dalam laporan hasil eksplorasi. Diperkirakan sebagian besar cadangan batubara Indonesia (sekitar 75%) dapat ditambang

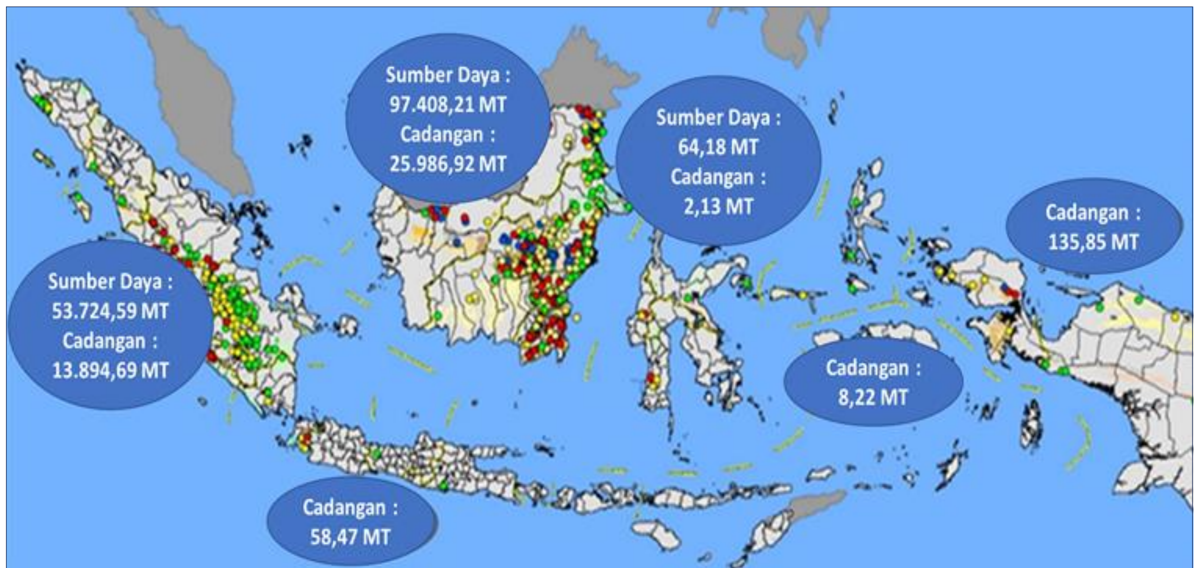
secara terbuka, sementara sisanya (25%) hanya dapat diusahakan dengan ditambang secara tertutup (tambang dalam). Rincian tahapan eksplorasi batubara dapat dilihat pada Gambar 50.

Gambar 51 memperlihatkan sebaran cadangan dan sumber daya batubara Indonesia beserta kualitas kalorinya. Potensi terbesar batubara nasional terdapat di Kalimantan (60,32%), Sumatera (39,36%) dan sisanya masing-masing di Sulawesi (0,17%), Papua dan Maluku (0,09%) dan Jawa (0,06%). Berdasarkan nilai kalori, jenis batubara berkalori sedang mendominansi (52%), sementara jenis batubara berkalori sangat tinggi dan tinggi masing-masing hanya 2% dan 8% banyak terdapat di Kalimantan dan Sumatera. Sisanya jenis batubara berkalori rendah (37%) tersebar di wilayah Sumatera dan Kalimantan.



Diadopsi dari United Nations International Framework Classificatoin for Reserves/Resources: Solid Fuels and Mineral Commodities 1996

Gambar 50. Kriteria dan Klasifikasi Sumberdaya dan Cadangan Batubara 1998 (SNI).



KALORI	SUMBERDAYA (JUTA TON)					CADANGAN (JUTA TON)		
	HIPOTETIK	TEREKA	TERTUNJUK	TERUKUR	TOTAL	TERKIRA	TERBUKTI	TOTAL
RENDAH	433,03	14.580,77	15.375,29	16.386,73	46.775,82	8.090,27	7.337,83	15.428,10
SEDANG	3.288,04	22.744,14	32.954,32	26.669,44	88.655,93	8.160,49	13.586,92	21.747,41
TINGGI	598,08	4611,77	2.413,92	3.177,91	10.801,68	887,56	1.026,12	1.913,68
SANGAT TINGGI	2,06	2.131,79	1.502,69	1.529,43	5.165,97	422,51	379,26	801,77
JUMLAH	4.321,21	44.068,47	55.246,21	50.763,52	151.399,40	17.560,83	22.330,13	39.890,95

Gambar 51. Data Sebaran Cadangan dan Sumber Daya Batubara Indonesia per Pulau.

Pendekatan dalam penilaian indikator cadangan dan sumber daya batubara mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu ketersediaan cadangan terbukti batubara diharapkan minimal untuk kebutuhan 25 tahun ke depan dan terdapat penetapan wilayah pencadangan nasional (WPN). Penjelasan berikut ini memberikan gambaran perkembangan parameter tersebut selama 4 tahun terakhir (Tabel 46).

Pada 2014, cadangan terbukti batubara mencapai sekitar 9 miliar ton dengan produksi per tahun sebesar 458 juta ton. Apabila tidak ada penambahan cadangan terbukti dan produksi tetap, berdasarkan rasio cadangan terhadap produksi tersebut diperoleh perkiraan ketersediaan cadangan batubara akan habis sekitar 19,6 tahun kedepan.

Perkembangan hingga 2014, beberapa wilayah telah ditetapkan sebagai WPN namun sebagian besar masih berada di kawasan hutan konservasi. Penetapan WPN tersebut adalah sebagai berikut.

- Keputusan Menteri ESDM Nomor 4003K/30/MEM/2013 tentang Penetapan Wilayah Pertambangan Pulau Kalimantan dengan luas wilayah sekitar 5.393.874 Ha.
- Keputusan Menteri ESDM Nomor 4002K/30/MEM/2013 tentang Penetapan Wilayah Pertambangan Pulau Maluku dengan luas wilayah sekitar 279.242,1 Ha.
- Keputusan Menteri ESDM Nomor 2737K/30/MEM/2013 tentang Penetapan Wilayah Pertambangan Pulau Sulawesi dengan luas wilayah sekitar 1.265.348 Ha.

- Keputusan Menteri ESDM Nomor 4004K/30/MEM/2013 tentang Penetapan Wilayah Pertambangan Pulau Papua dengan luas wilayah sekitar 3.930.049 Ha.
- Keputusan Menteri ESDM Nomor 1204K/30/MEM/2014 tentang Penetapan Wilayah Pertambangan Pulau Jawa dan Bali dengan luas wilayah sekitar 208.017,5 Ha.
- Keputusan Menteri ESDM Nomor 1329K/30/MEM/2014 tentang Penetapan Wilayah Pertambangan Pulau Nusa Tenggara dengan luas wilayah sekitar 94.060,38 Ha.
- Keputusan Menteri ESDM Nomor 1095K/30/MEM/2014 tentang Penetapan Wilayah Pertambangan Pulau Sumatera dengan luas wilayah sekitar 2.271.472 Ha.

Pada 2015, cadangan terbukti batubara menurun menjadi sebesar 8,27 miliar ton bersamaan dengan kenaikan produksi hingga 461 juta ton. Berdasarkan data tersebut, ketersediaan cadangan batubara diperkirakan akan habis sekitar 18 tahun mendatang. Pada tahun berikutnya, cadangan terbukti batubara mengalami kenaikan yang cukup signifikan dengan adanya pengalihan dari cadangan terkira hingga mencapai 17 miliar ton seiring dengan penurunan produksi 456 juta ton. Dengan demikian, meningkatkan rasio cadangan terhadap produksi sehingga diperoleh perkiraan ketersediaan cadangan batubara akan habis hingga 37,3 tahun kedepan. Sementara itu, perkembangan selama 2 tahun terakhir belum ada penambahan penetapan WPN batubara.

Tabel 47. Data Parameter untuk Indikator Cadangan dan Sumber Daya Batubara.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Cadangan Terbukti Batubara	Miliar Ton	9	8,27	17	24,24	39,89
Produksi Batubara	Juta ton	458	461	456	461	557
Rasio Cadangan Terhadap Produksi	Tahun	19,65	17,94	37,28	52,58	71,62

Sumber: Badan Geologi KESDM, 2019

Hasil penilaian indikator cadangan dan sumber daya batubara berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai dengan tingkat kondisi tahan (Tabel 47). Selama periode tiga tahun, tren nilai indikator cenderung agak meningkat walaupun sedikit menurun di 2016. Berdasarkan data historis juga dapat menunjukkan bahwa kondisi ketahanan cadangan terbukti batubara terus meningkat dengan perkiraan akan habis hingga 52 tahun kedepan melebihi dari 25 tahun. Namun demikian, dalam beberapa tahun mendatang diperkirakan kebutuhan batubara nasional terutama untuk pembangkit tenaga listrik akan terus meningkat. Sehingga dalam rangka menjaga keamanan pasokan batubara bagi domestik diperlukan prioritas pemanfaatan dan peningkatan kuota DMO batubara untuk kebutuhan nasional. Selain itu juga, untuk meningkatkan ketahanan batubara dalam jangka panjang diperlukan perluasan penetapan WPN dengan tingkat kepastian potensi cadangan dan sumber daya batubara yang lebih akurat dan aktual.

Tabel 48. Penilaian Indikator Cadangan dan Sumber Daya Batubara.

INDIKATOR (Aspek III Nomor 17)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
CADANGAN DAN SUMBER DAYA BATUBARA	- Cadangan terbukti batubara minimal untuk kebutuhan 25 tahun ke depan - Adanya WPN	6,31	6,29	7,19	7,95

Bab 4. Kondisi Energi Baru Terbarukan (EBT)

4.1 Penyediaan EBT

4.1.1 Potensi dan Pemanfaatan

Energi Baru dan Terbarukan (EBT) merupakan sumber energi non fosil yang ramah lingkungan dan memiliki peran penting karena kontribusinya dalam upaya pengurangan dampak perubahan iklim dan pemanasan global mengingat sifatnya yang rendah emisi dan berkelanjutan. Namun demikian peranan energi fosil sampai saat ini masih mendominasi pemanfaatan energi dalam negeri dan EBT hanya sebagai sumber energi alternatif. Padahal Indonesia memiliki potensi sumber daya EBT yang cukup besar yang dapat dimanfaatkan seperti tenaga surya (matahari), bayu (angin), bioenergi, gelombang laut, energi air (hidro), panas bumi (*geothermal*) dan limbah/sampah. Perkembangan terakhir potensi dan pemanfaatan berbagai jenis EBT tersebut secara garis besar dapat dijelaskan sebagai berikut.

Energi Panas Bumi

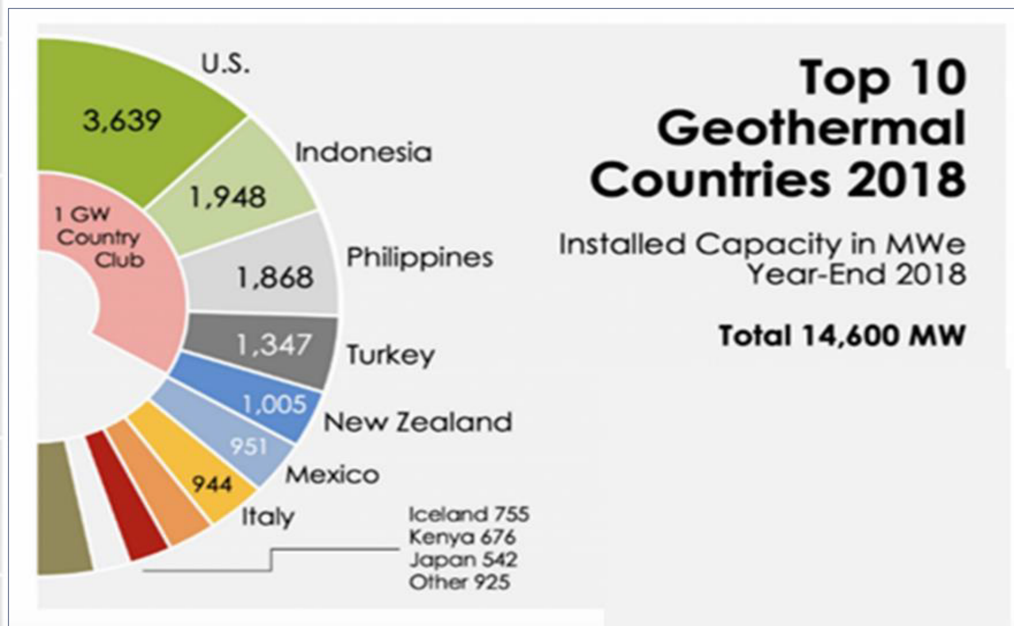
Energi Panas Bumi merupakan sumber EBT yang relatif ramah lingkungan dan hanya dapat dimanfaatkan sebagai pembangkit tenaga listrik di lokasi sumber potensinya. Keunggulan energi panas bumi ini adalah selain bersih, energi ini relatif tidak akan habis, ramah lingkungan karena tidak menyebabkan pencemaran dan konstan sepanjang musim. Di samping menghasilkan listrik, energi panas bumi juga bisa digunakan untuk pemanas ruangan, pemandian umum, rumah kaca untuk tanaman dan proses industri.

Perkiraan total potensi pembangkit listrik tenaga panas bumi dunia bervariasi dari 35 - 2.000 GW tergantung pada skala penanaman modal, tidak termasuk panas non-listrik yang dipenuhi oleh pembangkit *co-generation*, pompa kalor panas bumi atau penggunaan langsung lainnya. Sebuah laporan tahun 2006 oleh Institut Teknologi Massachusetts (MIT) mengikutsertakan potensi sistem panas bumi yang ditingkatkan (*enhanced geothermal systems*) memperkirakan bahwa investasi sebesar 1 miliar dolar AS untuk penelitian dan pengembangan selama 15 tahun lebih akan memungkinkan tercapainya kapasitas pembangkitan listrik sebesar 100 GW pada tahun 2050 di Amerika Serikat saja. Laporan ini memperkirakan bahwa lebih dari 200 zettajoule (ZJ) dapat dihasilkan dengan potensi untuk ditingkatkan hingga lebih dari 2.000 ZJ melalui perbaikan teknologi - cukup untuk memenuhi kebutuhan energi seluruh dunia saat ini selama beberapa milenium.

Indonesia memiliki cadangan sumber energi panas bumi terbesar di dunia. Menurut data PT. Pertamina (Persero) Geothermal Energy (PGE), setidaknya sekitar 40% dari total potensi sumber energi panas bumi dunia terletak dalam wilayah Indonesia. Hal ini terjadi dikarenakan Indonesia terletak dalam kawasan *ring of fire* atau cincin api dunia. Sebagian besar potensi sumber energi panas bumi yang begitu berlimpah ini belum bisa dioptimalkan pemanfaatannya baik di Indonesia

maupun negara-negara lain. Sumber energi panas bumi ini sangat berpotensi untuk menggantikan energi fosil yang sudah mulai menipis cadangannya.

Total kapasitas terpasang pembangkit listrik tenaga panas bumi di seluruh dunia per tahun 2018 adalah 14.600 MW dengan kapasitas terbesar di Amerika Serikat sebesar 3.639 MW, diikuti Indonesia sebesar 1.948 MW dan Filipina sebesar 1.868 MW (Gambar 56 dan Tabel 48). Sejak tahun 2018 Indonesia telah mengambil alih posisi Filipina sebagai produsen panas bumi nomor 2 terbesar di dunia.



MWe = megawatt electrical
Sumber: International Geothermal Association

Gambar 52. Sepuluh Negara Pengguna PLT Panas Bumi Terbesar di Dunia.

Sumber panas bumi Indonesia kebanyakan sistem hidrotermal bertemperatur tinggi dan sedang yang cocok untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik. Berdasarkan data Kementerian ESDM, setidaknya terdapat 342 titik lokasi potensi panas bumi tersebar di Sumatera, Jawa, Nusa Tenggara, Maluku, hingga ujung barat Papua dengan total potensi sebesar 28.579 MW. Hanya Kalimantan saja yang tidak mempunyai potensi panas Bumi. Potensi listrik yang dihasilkan seluruh titik ini setara dengan sekitar 40% potensi panas bumi yang ada di dunia. Indonesia memiliki cadangan panas bumi sebesar 17.506 MW dan sumber daya sebesar 11.073 MW. Pemanfaatan panas bumi yang masih sekitar 11,13% dari cadangan yang ada menunjukkan potensi sumber energi panas bumi belum dimanfaatkan secara optimal dan ini menjadi peluang besar bagi para investor untuk mengembangkan panas bumi sekaligus memenuhi kebutuhan energi nasional sesuai dengan KEN.

Tabel 49. Jumlah Gunung Api Aktif, Potensi dan Kapasitas PLTP (MW) beberapa negara di dunia.

NO	NEGARA	GUNUNG API AKTIF	POTENSI PANAS BUMI (MW)	KAPASITAS TERPASANG PLTP (MW)
1	USA	160	30.000	3.639
2	Indonesia	146	28.579	1.948
3	Filipina	47	6.000	1.868
4	Turki	t.t.	t.t.	1.347
5	Selandia Baru	20	20	1.005
6	Meksiko	39	6.000	951
7	Italia	13	13	944
8	Islandia	33	33	755
9	Kenya	t.t.	t.t.	676
10	Jepang	119	23.470	542

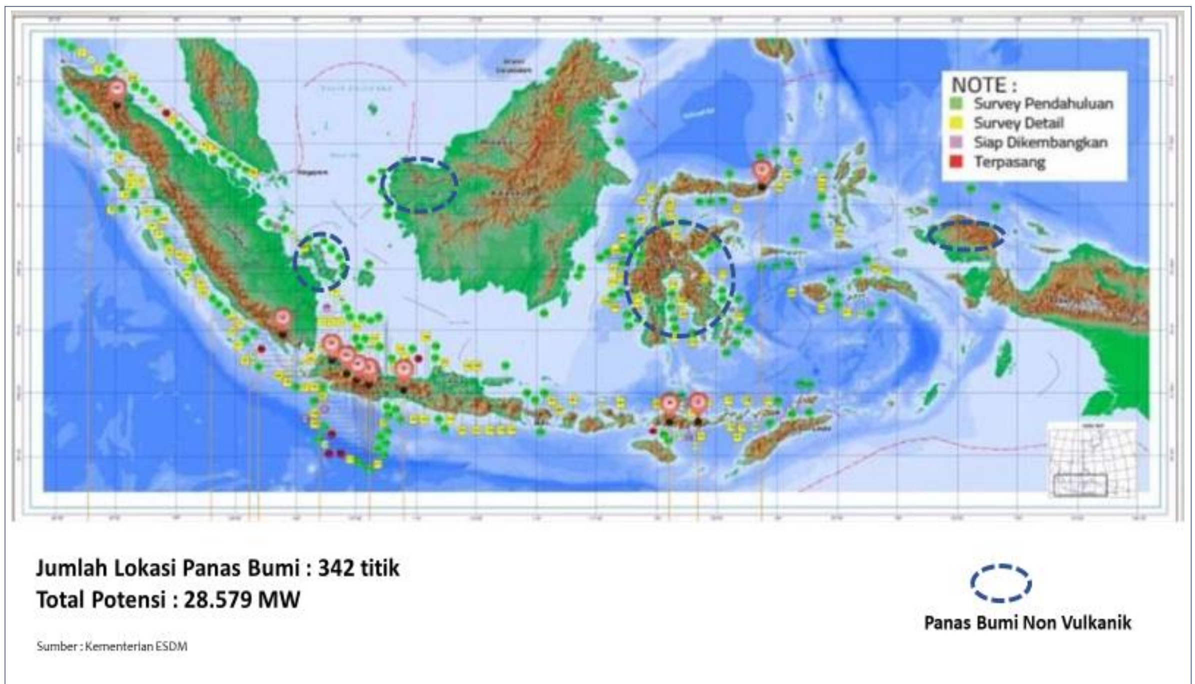
Sumber: Kementerian ESDM

Selanjutnya berdasar *roadmap* pengembangan panas bumi yang disusun pemerintah, Indonesia berencana menjadi negara penghasil energi panas bumi terbesar di dunia pada tahun 2023 dengan kapasitas listrik panas bumi mencapai 3.729,5 MW. Capaian ini dimungkinkan mengingat tidak ada peningkatan yang signifikan dalam perkembangan panas bumi Amerika Serikat akibat tidak adanya insentif pengembangan panas bumi di negeri ini. Pemanfaatan energi panas bumi dunia menunjukan peningkatan yangcukup pesat sebagaimana terlihat pada Gambar 52. Kapasitas pembangkitan listrik dunia yang pada tahun 2018 besarnya 14,6 GW meningkat menjadi 18,4 GW pada tahun 2021 dan menjadi 32 GW pada tahun 2030.



Gambar 53. Peningkatan Pemanfaatan Energi Panas Bumi Dunia.

Berikut adalah persebaran potensi panas bumi Indonesia.



Gambar 54. Lokasi potensi panas bumi yang tersebar di 342 titik.

Potensi sumber daya dan cadangan panas bumi Indonesia tersebar sepanjang jalur gunung api mulai dari Sumatera, Jawa, Bali, Nusa Tenggara, Sulawesi Utara dan Maluku. Pemanfaatan dan pengembangan sumber energi panas bumi sejak tahun 2014 terus mengalami kenaikan. Kapasitas

terpasang pembangkit listrik tenaga panas bumi tahun 2014 tercatat sebesar 1.403,5 MW, meningkat sedikit pada tahun 2015 menjadi 1.438 MW. Kenaikan cukup siginifikan terjadi pada tahun 2016 menjadi 1.643,5 MW. Pada tahun 2017 meningkat menjadi 1.808,5 MW dan tahun 2018 mencapai 1.948,5 MW, atau sekitar 6,8% dari potensinya. Tambahan kapasitas terpasang tahun 2017 diperoleh dari pengembangan PLTP Ulubelu Unit 3 (55 MW) dan PLTP Sarulla Unit 1 (110 MW), sementara tahun 2018 diperoleh dari PLTP Karaha (30 MW) dan PLTP Sarulla Unit 3 (110 MW). Selanjutnya menyusul PLTP Sorik Marapi Unit 1 (20 MW), serta PLTP Sorik Marapi Unit 2 (30 MW), PLTP Lumut Balai Unit 1 (55 MW) dan PLTP Sokoria Unit 1 (5 MW). Rincian PLTP yang beroperasi dapat dilihat pada Tabel 49.

Faktor utama yang menghalangi investasi panas bumi pada awalnya adalah peraturan perundangan yang ada. Kegiatan pengusahaan panas bumi sebelum tahun 2014 masuk kegiatan pertambangan (UU Nomor 27 tahun 2003) sehingga pengembangan pemanfaatan potensi panas bumi mustahil dilaksanakan karena sebagian besar (sekitar 80%) cadangan panas bumi Indonesia terletak di kawasan hutan lindung dan area konservasi (UU Nomor 41 tahun 1999). Pada kenyataannya dampak kegiatan pengusahaan panas bumi pada lingkungan jauh lebih kecil dibandingkan kegiatan pertambangan pada umumnya. Penggunaan lahan selama kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi panas bumi untuk pembangkitan listrik tergolong minim. Pembangkit listrik tenaga panas bumi hanya membutuhkan wilayah seluas antara 0,4 - 3 hektar. Adapun pembangkit listrik tenaga uap lainnya membutuhkan area sekitar 7,7 ha. Hal ini menjawab kecemasan masyarakat mengenai dampak lingkungan eksploitasi panas bumi, terutama isu penebangan hutan di daerah yang memiliki potensi panas bumi.

Pengesahan UU Nomor 21 tahun 2014 tentang Panas Bumi oleh Dewan Perwakilan Rakyat (DPR) sebagai pengganti UU Nomor 27 tahun 2003 yang memisahkan kegiatan panas bumi dari kegiatan pertambangan lainnya pada Agustus 2014 membuka jalan bagi kegiatan eksplorasi dan eksploitasi panas bumi di wilayah hutan lindung dan area konservasi.

Biaya pengembangan potensi panas bumi dan risiko yang cukup tinggi menjadi faktor yang menghalangi pemanfaatan panas bumi. Pemerintah telah melaksanakan berbagai upaya untuk membuat investasi energi panas bumi lebih menarik. Salah satunya adalah mendirikan *Geothermal Fund Facility (GFF)* yang menyediakan dukungan untuk memitigasi risiko dan menyediakan informasi mengenai biaya pengembangan awal panas bumi.

Tarif listrik panas bumi yang tidak kompetitif turut menjadi faktor penghalang. Melalui subsidi pemerintah, tarif listrik menjadi murah. Adanya monopoli distribusi listrik oleh Perusahaan Listrik Negara (PLN) mewajibkan energi listrik dari produsen independen dijual kepada PLN. Pemerintah mengumumkan tarif *feed-in* yang baru pada Juni 2014 yang diharapkan akan membuat harga pembelian listrik (dibayar oleh PLN) menjadi lebih menarik.

Kondisi infrastruktur yang buruk dan wilayah kerja panas bumi yang umumnya terpencil, serta adanya perlawanan masyarakat lokal pada proyek pengembangan panas bumi, serta birokrasi yang buruk (prosedur perizinan yang panjang dan mahal yang melibatkan pemerintah pusat provinsi dan

kabupaten) juga menjadi faktor penghalang kegiatan eksplorasi dan eksploitasi panas bumi di Indonesia. Satu persatu halangan ini telah dapat diatasi oleh pemerintah.

Beberapa upaya terobosan pengembangan pemanfaatan panas bumi yang dilaksanakan oleh Pemerintah adalah (1) pengembangan panas bumi wilayah timur, (2) penugasan kepada BUMN, (3) penyederhanaan perizinan, (4) penugasan survei pendahuluan dan eksplorasi dan (5) *geothermal fund* dan *government drilling.*

Pemanfaatan energi panas bumi untuk pembangkitan tenaga listrik saat ini masih rendah jika dibandingkan dengan potensi yang ada. Pengembangan panas bumi hingga tahun 2018 baru mencapai 1.948,5 MW atau 6,8% dari potensi yang ada (28.579 MW). Tambahan kapasitas terpasang tahun 2017 diperoleh dari PLTP Ulubelu #3 (55MW) dan PLTP Sarulla #1 (110 MW), sementara tahun 2018 diperoleh dari PLTP Karaha (30 MW). Tabel 50 menunjukkan perkembangan kapasitas terpasang PLTP selama 5 tahun terakhir. Target pengembangan kapasitas terpasang PLTP sesuai RUEN adalah 3.109 MW pada tahun 2020 dan 7.241 MW pada tahun 2025.

Tabel 50. Nama PLT Panas Bumi, Operator, Kapasitas Pembangkit (MW) dan Lokasi WKP.

NO	PLT PANAS BUMI	OPERATOR	KAPASITAS	LOKASI WKP
1	PLTP Kamojang	PT. Pertamina (Persero) Geothermal Energy	235	Kamojang, Darajat, Jabar
2	PLTP Lahendong	PT. Pertamina (Persero) Geothermal Energy	120	Lahendong, Tompaso, Sulut
3	PLTP Sibayak	PT. Pertamina (Persero) Geothermal Energy	12	Sibayak, Sinabung, Sumut.
4	PLTP Salak	PT. Star Energy Geothermal Salak Ltd.	377	Cibeureum, Parabakti, Jabar
5	PLTP Darajat	PT. Star Energy Geothermal Darajat Ltd.	270	Kamojang, Darajat. Jabar
6	PLTP Wayang Windu	PT. Star Energy Geothermal Wayang Windu Ltd.	227	Pengalengan, Jabar
7	PLTP Dieng	PT. Geo Dipa Energy	60	Daratan Tinggi Dieng, Jateng
8	PLTP Ulubelu	PT. Pertamina (Persero) Geothermal Energy	220	Waypanas, Lampung
9	PLTP Ulumbu	PT. Perusahaan Listrik Negara	10	Ulumbu, NTT
10	PLTP Matalako	PT. Perusahaan Listrik Negara	2,5	Mataloko, NTT
11	PLTP Patuha	PT. Geo Dipa Energy	55	Kamojang, Darajat.

NO	PLT PANAS BUMI	OPERATOR	KAPASITAS	LOKASI WKP
				Jabar
12	PLTP Sarulla	Sarulla Operation Ltd.	330	Sibual-buali, Sumut
13	PLTP Karaha	PT. Pertamina (Persero) Geothermal Energy	30	Karaha Bodas, Jabar

Adapun realisasi uap panas bumi tahun 2018 mencapai 101,47 juta ton. Tambahan produksi uap sejak tahun 2017 diperoleh dengan beroperasinya PLTP Ulubelu Unit 4 (55 MW) dan PLTP Sarulla Unit 2 (110 MW) serta PLTP Karaha (30 MW). Realisasi produksi uap tahun 2017 lebih besar dari target yang ditetapkan karena PLTP Ulubelu Unit 4 beroperasi secara komersial lebih cepat dari rencana yang semula Juni 2017 menjadi Maret 2017. Tabel 51 menunjukkan perkembangan produksi uap PLTP dalam 5 tahun terakhir.

Tabel 51. Perkembangan Kapasitas Terpasang PLT Panas Bumi Periode 2014 – 2018.

NO	LOKASI	KAPASITAS TERPASANG (MWe)				
		2014	2015	2016	2017	2018
1	Kamojang	200	235	235	235	235
2	Lahendong	80	80	120	120	120
3	Sibayak	12	12	12	12	12
4	Salak	377	377	377	377	377
5	Darajat	270	270	270	270	270
6	Wayang Windu	227	227	227	227	227
7	Dieng	60	60	60	60	60
8	Ulubelu	110	110	220	220	220
9	Ulumbu	10	10	10	10	10
10	Mataloko	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
11	Patuha	55	55	55	55	55
12	Sarulla	0	0	110	220	330
13	Karaha	0	0	0	0	30
	Total	1.403,5	1.438,5	1.698,5	1.808,5	1.948,5

Sumber: HEESI KESDM, 2018

Tabel 52. Perkembangan Produksi Uap PLTP tahun 2014 – 2018.

NO	LOKASI	PRODUKSI (JUTA TON)				
		2014	2015	2016	2017	2018
1	Kamojang	10,49	11,97	12,68	12,52	14,30
2	Lahendong	4,14	4,69	3,30	6,06	5,52
3	Sibayak	0,18	0,0037	0	0	0
4	Gunung Salak	24,31	24,76	24,58	24,65	24,82
5	Darajat	13,86	13,92	13,95	13,87	12,72
6	Wayang Windu	13,14	7,85	13,61	13,53	13,22
7	Dieng	0,21	1,77	1,39	2,83	2,51
8	Ulubelu	6,17	6,04	6,72	10,19	9,92
9	Ulumbu	0,26	0,38	0,34	0,61	0,55
10	Mataloko	0	0,04	0	0	0
11	Patuha	0,84	2,84	3,15	2,95	2,97
12	Sarulla	0	0	0	4,88	13,59
13	Karaha	0	0	0	0	1,33
Total		73,60	74,26	79,72	92,09	101,47

Sumber: HEESI KESDM, 2018

Bioenergi

Bioenergi adalah energi yang bersumber dari biomassa, materi organik yang berusia relatif muda dan berasal dari makhluk hidup atau produk dan limbah industri budidaya (pertanian, perkebunan, kehutanan, peternakan dan perikanan). Bioenergi merupakan sumber energi terbarukan yang dapat tersedia kembali dalam waktu tahunan, tidak seperti migas atau batubara yang membutuhkan waktu jutaan tahun. Bioenergi ramah lingkungan karena tidak menambah jumlah karbon dioksida ke atmosfer, bahan mentahnya berasal dari organisme hidup yang mendapatkan karbonnya dari atmosfer. Selain itu bahan bakar berbasis bioenergi umumnya minim kandungan sulfur atau berbagai macam logam berat yang lazim digunakan sebagai aditif pada bahan bakar berbasis fosil.

Bioenergi dibedakan menjadi dua jenis, yaitu bioenergi konvensional/tradisional dan bioenergi modern. Bioenergi konvensional sudah dikenal masyarakat dari dulu dan saat ini masih dipakai oleh masyarakat pedesaan, contohnya adalah kayu bakar. Bioenergi modern berbeda dengan bioenergi konvensional dan jenisnya juga lebih banyak, contohnya bioetanol, biodiesel, PPO/ SVO, minyak bakar, biogas dan *biosyngas*.

Indonesia sebagai negara agraris yang terletak di daerah khatulistiwa kaya akan potensi bioenergi atau disebut juga *biofuel*. Jenis EBT ini dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar cair (biodiesel dan bioethanol) ataupun gas (biogas) baik pada sektor transportasi maupun sektor pembangkit tenaga listrik. Pemanfaatan *biofuel* selain dapat meningkatkan ketahanan energi, juga dapat memberikan kontribusi pada penyediaan energi ramah lingkungan bagi masyarakat.

Bahan Bakar Nabati (BBN) atau disebut juga bioenergi modern adalah semua bentuk minyak yang berasal dari tanaman penghasil lemak, seperti kelapa, kelapa sawit, jarak pagar dan bunga matahari yang dapat dimanfaatkan untuk bahan bakar, baik dalam bentuk ester setelah adanya perubahan sifat kimia karena proses transesterifikasi yang memerlukan tambahan metanol (biodiesel), atau bentuk anhydrous alkohol yang berasal dari fermentasi jagung, sorgum, sagu atau nira tebu (tetes) dan sejenisnya (bioetanol), maupun bentuk murni (minyak murni/*pure plant oil*/*straight plant oil*) tanpa adanya perubahan kimia (biooil). Dengan beberapa persyaratan tertentu, biodiesel dapat menggantikan solar, bioetanol dapat menggantikan premium, sedangkan biooil dapat menggantikan minyak tanah. Ketersediaan energi fosil yang semakin langka menyebabkan prioritas mengarah pada penggunaan BBN. Tanaman perkebunan penghasil minyak lemak nabati di Indonesia sebagaimana Tabel 52.

Tabel 53. Beberapa Jenis Tanaman Sumber Minyak Lemak Nabati.

INDONESIA	INGGRIS	LATIN
Sawit	*Oil Palm*	*Elaeis Guineensis*
Kelapa	*Coconut*	*Cocos Nucifera*
Alpukat	*Avocado*	*Persea Americana*
Kacang Brazil	*Brazil Nut*	*Bertholletia Excelsa*
Kacang Makadam	*Macadamia Nut*	*Macadamia Ternif*
Jarak Pagar	*Physic Nut*	*Jatropha Curcas*
Jojoba	*Jojoba*	*Simmondsia California*
Kacang Pekan	*Pecan Nut*	*Carya Pecan*
Jarak Kaliki	*Castor*	*Ricinus Communis*
Zaitun	*Olive*	*Olea Europea*
Kanola	*Rapeseed*	*Brassica Napus*
Opium	*Poppy*	*Papaver Somniferum*

Sumber: Soerawidjaja, 2006

Minyak murni umumnya dapat digunakan sebagai pengganti minyak tanah dan sejenisnya melalui peralatan atau kompor khusus, sedangkan biodiesel digunakan sebagai bahan bakar langsung maupun campuran untuk otomotif. Pembeda dalam memilih tanaman penghasil BBN antara lain

nilai-nilai bakar hasil minyaknya, yang parameternya berupa: titik bakar, kekentalan, nilai kalori dan lainnya (Tabel 53).

Selain nilai bakar minyak tersebut, pemilihan jenis tanaman penghasil BBN juga atas pertimbangan penggunaan sehari-hari hasil tanaman tersebut, antara lain pilihan antara untuk pangan atau pakan dan lainnya. Berdasarkan hal ini maka BBN asal jarak pagar memiliki beberapa kelebihan. Keuntungan yang dimiliki jarak pagar dibandingkan dengan tanaman lainnya karena tanaman ini hanya memiliki sedikit fungsi lain dan terbatas, sehingga persaingan penggunaanya juga terbatas. Berbeda dengan tanaman lainnya seperti kelapa sawit, ubi kayu, sorgum dan kelapa, yang memiliki fungsi lain yang sangat penting sebagai bahan pangan.

Tabel 54. Sifat Fisik Beberapa Minyak Nabati dan Minyak Fosil.

JENIS MINYAK	TITIK BAKAR (°C)	KEKENTALAN (10 - 6 m²/s)	ANGKA Iodine *	SAPONIFI -CATION Value *	NILAI KALORI (MJ/Kg) *
Jarak Pagar	340	75,7	103,0	198,0	39,65
Kelapa	270 - 300	51,9	10,4	268,0	37,54
Kelapa Sawit	314	88,6	54,2	199,1	39,54
Rapeseed	317	97,7	98,6	174,7	40,56
Bunga Matahari	316	65,8,0	132,0	190	39,81
Minyak Tanah	50 - 55	2,2	-	-	43,50
Minyak Solar	55	2 - 8	-	-	45,00

Sumber: Lide dan Frederikse, 1995 dalam Mühlbauer et al, 1998

Adapun biomassa merupakan produk proses fotosintesis dimana butir-butir klorofil bekerja sebagai sel surya menyerap energi matahari dan mengkonversi karbon dioksida dengan air menjadi suatu senyawa karbon, hidrogen dan oksigen. Senyawa ini dapat dipandang sebagai suatu penyerapan energi yang selanjutnya dapat dikonversi menjadi produk lain berbentuk arang, karbon, alkohol, kayu, ter dan lain sebagainya yang dapat langsung dimanfaatkan sebagai sumber energi. Biomassa sebagai bahan bakar perlu diolah terlebih dahulu agar dapat dengan mudah dipergunakan. Proses ini dikenal sebagai konversi biomassa. Beberapa proses konversi tersebut adalah dengan mengubah biomassa menjadi briket sehingga mudah disimpan, diangkut dan mempunyai ukuran serta kualitas yang seragam. Jenis konversi lain adalah mengubah biomassa menjadi bioenergi/biofuel melalui proses kimia dan fisika seperti anaerobic digestion (peruraian tanpa bantuan oksigen yang menghasilkan gas metana, pirolisis) dan dekomposisi menggunakan panas yang menghasilkan produk bahan bakar padat berupa karbon dan produk lain berupa karbon dioksida dan metana.

Salah satu produk bioenergi adalah biodiesel atau biosolar yang merupakan bahan bakar pengganti solar. Biodiesel terbuat dari sumber daya hayati berupa minyak nabati sehingga pengembangannya

bergantung pada ketersediaan sumber daya alam tersebut. Indonesia mempunyai berbagai jenis tanaman penghasil minyak nabati, diantaranya kelapa sawit, kelapa, jarak pagar, jarak, nyamplung dan kemiri sunan. Sebagian besar bahan baku biodiesel saat ini berasal dari kelapa sawit. Alasan dipilihnya kelapa sawit sebagai bahan baku biodiesel adalah ketersediaannya yang cukup besar di dalam negeri dan memberikan *yield* (perbandingan hasil produk) terbesar dibandingkan bahan baku biodiesel lainnya sehingga memiliki nilai keekonomian yang lebih baik.

Pemerintah telah mendorong pengembangan dan pemanfaatan BBN sejak tahun 2006 dan dipertegas melalui program mandatori BBN dengan ditetapkannya Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 32 tahun 2008 sebagaimana telah diperbaharui dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 12 tahun 2015. Target produksi biofuel tahun 2018 adalah sebesar 3,92 Juta KL, realisasi produksi biofuel di tahun 2018 adalah sebesar 6,17 Juta KL (Tabel 54) atau melampaui capaian sebesar 151, 2% dari target.

Tabel 55. Perkembangan Produksi Biofuel Periode 2015 – 2018.

BIOFUEL	PRODUKSI (Juta KL)			
	2015	2016	2017	2018
Target	4,07	6,48	4,20	3,92
Realisasi	1,67	3,58	3,41	6,17

Sumber: Laporan Kinerja Ditjen EBTKE, 2018

Dengan adanya program mandatori BBN, produksi biodiesel mengalami peningkatan dari tahun 2015 hingga tahun 2018. Namun demikian, pada periode Januari - Juli 2015 produksi biodiesel mengalami penurunan sebesar 63% dibandingkan periode yang sama tahun 2014. Hal ini terutama disebabkan oleh kondisi harga BBN yang belum kompetitif dibandingkan dengan harga BBM.

Sebagai upaya untuk mengatasi hal tersebut, Pemerintah melakukan perubahan kebijakan pemberian subsidi harga BBN khususnya jenis biodiesel yang tidak lagi dimasukkan ke dalam subsidi tetap Jenis BBM Tertentu jenis Minyak Solar pada APBN tahun 2015. Sesuai amanat Peraturan Presiden Nomor 61 tahun 2015 tentang Penghimpunan dan Penggunaan Dana Perkebunan Kelapa Sawit, pada tanggal 10 Juni 2015 telah dibentuk Badan Pengelola Dana Perkebunan Kelapa Sawit (BPDPKS) yang bertugas untuk menghimpun dana melalui pungutan ekspor *Crude Palm Oil* (CPO) dan turunannya. Salah satu fungsi penghimpunan dana tersebut adalah untuk menutup disparitas harga solar dengan harga biodiesel melalui mekanisme pendanaan pemanfaatan dan pengembangan biodiesel yang mulai efektif sejak Agustus 2015. Produksi biodiesel mulai mengalami peningkatan pada periode Agustus-Desember 2015 dengan total volume produksi sebesar 981.468 KL atau 46% lebih besar dibandingkan periode Januari - Juli 2015.

Melalui dukungan dana pembiayaan dari BPDPKS dan mekanisme penunjukan langsung untuk pengadaan biodiesel sektor Non-*Public Service Obligation* (PSO) sejak November 2015, pada tahun

2016 produksi bio-diesel kembali mengalami peningkatan sebesar 121% dibandingkan produksi tahun 2015. Pada tahun 2016 terbit Peraturan Presiden Nomor 24 tahun 2016 tentang Perubahan Atas Peraturan Presiden Nomor 61 Tahun 2015 tentang Penghimpunan dan Penggunaan Dana Perkebunan Kelapa Sawit yang memberikan kesempatan pemberian insentif dalam pembiayaan biodiesel untuk sektor Non PSO, namun harus melalui penetapan oleh Komite Pengarah dengan mempertimbangkan kecukupan dana di BPDPKS.

Produksi biodiesel tahun 2017 mengalami penurunan dibandingkan tahun 2016 dan belum dapat mencapai target produksi yang besarnya 4,20 juta KL. Sektor PSO dan pembangkit listrik sebagai penyerap utama produksi biodiesel mengalami penurunan alokasi akibat hilangnya sistem konsinyasi biosolar pada *End Depot* dan keterlambatan proses pengadaan biodiesel untuk sektor PSO dan pembangkit listrik. Selain itu, penyerapan Non PSO belum optimal akibat masih tingginya selisih harga biodiesel dan solar serta belum adanya mekanise insentif untuk mendorong kinerja sektor PSO. Pasar ekspor biodiesel juga menurun karena adanya isu *anti dumping.*

Untuk mengatasi hal tersebut, telah terbit Peraturan Presiden Nomor 66 tahun 2018 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Presiden Nomor 61 Tahun 2015 tentang Penghimpunan dan Penggunaan Dana Perkebunan Kelapa Sawit yang mengadakan kesempatan pemberian insentif dana pembiayaan biodiesel untuk sektor Non PSO. Selain itu, melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 41 tahun 2018 tentang Penyediaan dan Pengadaan BBN Jenis Biodiesel dalam rangka Pembiayaan oleh BPDPKS yang ditetapkan pada bulan Agustus 2018, pengadaan biodiesel untuk BBN (B20) juga diperluas ke sektor Non PSO. Pengusulan diajukan oleh oleh Badan Usaha BBN Jenis Biodiesel, kemudian diperiksa oleh Tim Evaluasi, dengan hasil ketentuan alokasi sektor Non PSO untuk periode September - Desember 2018 adalah sebesar 1.148.958 KL.

Pada tahun 2018, produksi biodiesel mengalami kenaikan menjadi 6,17 juta KL jauh diatas target yang direncanakan sebesar 3,92 juta KL. Pada tahun 2018 produksi biodiesel mengalami peningkatan sebesar 149% dibandingkan produksi tahun 2017 sebagai dampak positif dari adanya Peraturan Menteri ESDM Nomor 41 tahun 2018 tentang Penyediaan dan Pengadaan BBN Jenis Biodiesel dalam rangka Pembiayaan oleh BPDPKS.

Pemanfaatan Lahan Untuk Bioenergi

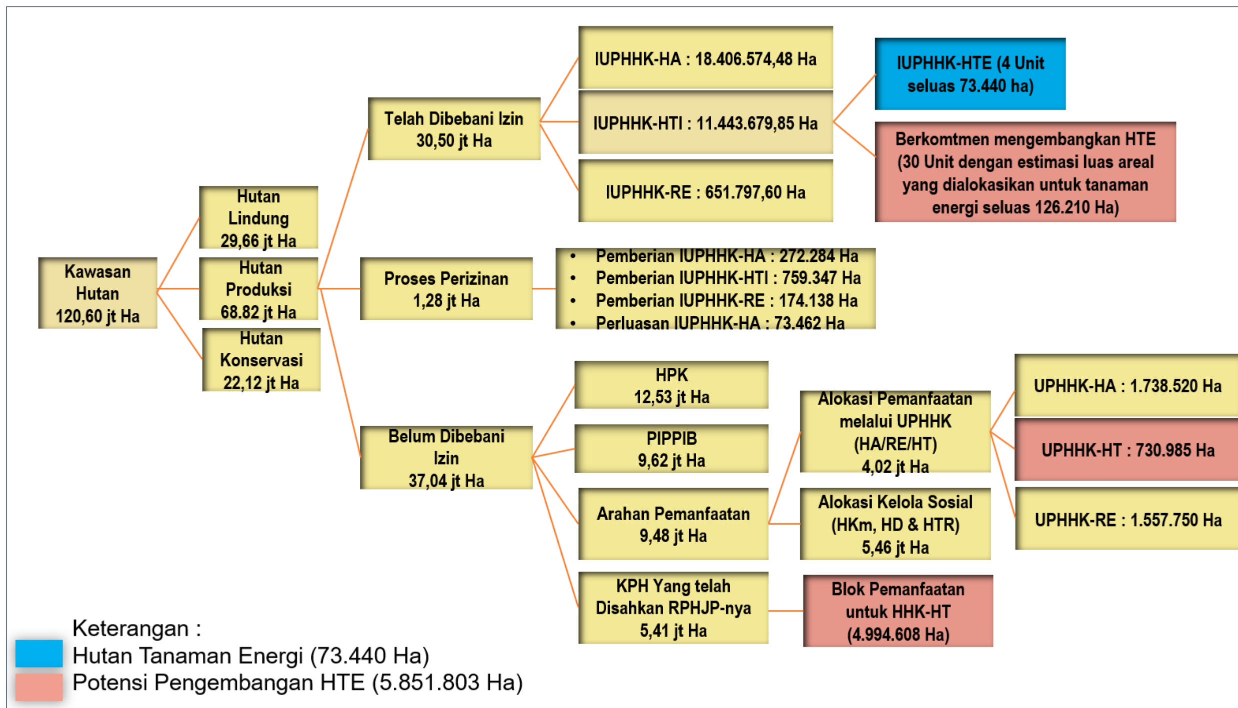
Indonesia terletak di daerah tropis dengan keanekaragaman hayati tertinggi dan kekayaan sumber daya hutan mencapai 120,7 juta Ha atau sekitar 63% dari luas daratan dan merupakan negara dengan luasan hutan terbesar ke-3 di dunia.

Sumberdaya alam Indonesia merupakan modal yang sangat berarti bagi upaya peningkatan kesejahteraan khususnya dalam penyediaan energi bersih dan berwawasan lingkungan, disamping dapat mengikutsertakan masyarakat yang tinggal dan berada di sekitar kawasan hutan untuk kegiatan usaha di bidang hutan dan energi tersebut.

Data KLHK (per-Juli 2019), kekayaan hutan Indonesia terdiri dari Hutan Lindung 29,66 jt ha, Hutan Produksi 68,2 jt ha dan Hutan Konservasi 22,12 jt Ha. Hutan produksi tersebut telah dibebani izin

seluas 30,50 jt ha dan diantaranya sekitar 73.440 Ha telah memiliki Izin Usaha Pemanfaatan Hasil Hutan Kayu dalam Hutan Alam dan Hutan Tanaman Energi (IUPHHK-HTE) 126.210 Ha Berkomtmen dibangkan menjadi THE. Dari hutan produksi yang belum dibebani izin seluas 37,04 jt Ha, sekitar 5.851.803 Ha berpotensi untuk pengembangan THE (Gambar 54).

Menurut data dari Assosiasi Pengusaha Hutan Indonesia (APHI, Juli 2019), saat ini terdapat sekitar 25,863 desa berada di dalam dan sekitar kawasan hutan, dengan jumlah penduduk sebanyak 10.2 juta yang berada dalam kategori miskin (36.73% dari total penduduk Indonesia) dan mengandalkan kehidupannya dari bertani dan usaha hasil pertanian lainnya. Di samping itu lebih dari 40% rumah tangga di Indonesia (atau sekitar 25 juta rumah tangga) menggunakan biomassa sebagai bahan bakar untuk memasak.



Sumber: Direktorat Kesatuan Pengelolaan Hutan Produksi, KLHK, Juli 2019

Gambar 55. Kondisi Kawasan Hutan Produksi dan Potensi untuk Pengembangan Hutan Tanaman Energi.

Potensi lahan dan hutan yang demikian luas tersebut dapat dikembangkan menjadi produk energi dan sebagai modal dasar pembangunan dan ekonomi masyarakat berbasis bioenergi. Nota kesepahaman antara Menteri ESDM dan Menteri KLHK Nomor PKS.7/MENLHK/SETJEN/SET.1/4/2019 dan Nomor 03.PJ/05/MEM/2019 Tentang Peningkatan Koordinasi Pelaksanaan Tugas Bidang Lingkungan Hidup dan Kehutanan dan Bidang Energi Sumber Daya Mineral, meliputi:

1. Pelaksanaan reklamasi hutan dan penanaman rehabilitasi Daerah Aliran Sungai oleh pemegang Izin Pinjam Pakai Kawasan Hutan di bidang ESDM.
2. Sinkronisasi penggunaan Kawasan Hutan Produksi dan Hutan Lindung untuk kegiatan di bidang Energi dan Sumber Daya Mineral.

3. Pengembangan EBT di dalam dan luar kawasan hutan.

Potensi Lahan Bioenergi

Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan (KLHK) telah menargetkan 100.000 ha lahan sebagai Hutan Tanaman Energi (HTE) dan mendorong 34 unit usaha untuk mengembangkan HTE seluas 156.032 ha di tahun 2019. KLHK mengupayakan pengembangan HTE dari lahan kawasan hutan sekitar 10,1 juta hektar yang berasal dari lahan Hutan Tanaman Industri (HTI), IUPHHK-HA dan Hutan Tanaman Rakyat (HTR).

Selanjutnya terdapat lahan Hutan Lindung dan Hutan Produksi yang dikelola oleh Perhutani sekitar 2,4 juta ha di Provinsi Jawa Tengah dan Jawa Timur akan dibangun HTE sekitar 104 ribu ha dengan sistem cluster antara 4.000 - 6.000 ha per cluster, yang mampu memproduksi *wood pellet* sekitar 6.000 ton per-tahun. Penanaman akan selesai dalam waktu 5 tahun dengan jenis tanaman kaliandra merah dan gamal (kalori antara 4.300 - 4.600 kkal/kg).

Berdasarkan data Kementerian ATR/BPN, potensi tanah terlantar *clear and clean* sekitar 27.800,69 ha dimana 24.972,76 ha belum ditetapkan peruntukannya. Dari 2.827,93 ha yang telah ditetapkan peruntukannya, 941,32 ha digunakan untuk program strategis negara yaitu pembangkit listrik di Jawa Tengah dan pengembangan komoditas penggaraman di NTT.

Guna memastikan *wood pellet* dapat dimanfaatkan untuk percampuran batubara pada pembangkit, PLN telah melakukan uji coba *co-firing* menggunakan pencampuran batubara (95%) dengan pelet (5%) pada beberapa PLTU dengan tipe boiler *Circulating Fludized Bed* (CFB), antara lain PLTU Jeranjang di Lombok Barat. Hasil uji coba tersebut diperoleh nilai kalorinya sebesar 1.000 kkal per kg (bahan baku pelet berasal dari limbah sampah TPS Plumpung) dan kondisi pengoperasian pembangkit normal serta emisi NOx yang kecil. Kondisi ini memberi harapan jika nantinya penggunaan batubara sebagai pembangkit dicampur dengab *wood pellet*, maka kedepan akan dapat mengurangi ketergantungan pada energi fosil dari batubara.

Selain biodiesel, biogas merupakan jenis BBN lainnya yang dapat mendukung untuk PLT Biomassa. Biogas adalah gas yang dihasilkan dari proses penguraian bahan-bahan organik oleh mikroorganisme pada kondisi langka oksigen (*anaerob*). Biogas dapat dibakar seperti elpiji. Dalam skala besar, biogas dapat digunakan sebagai bahan bakar pembangkit tenaga listrik, sehingga dapat dijadikan sumber energi alternatif yang ramah lingkungan dan terbarukan. Sumber bahan baku biogas antara lain kotoran ternak sapi, kerbau, babi dan kuda, serta kotoran manusia.

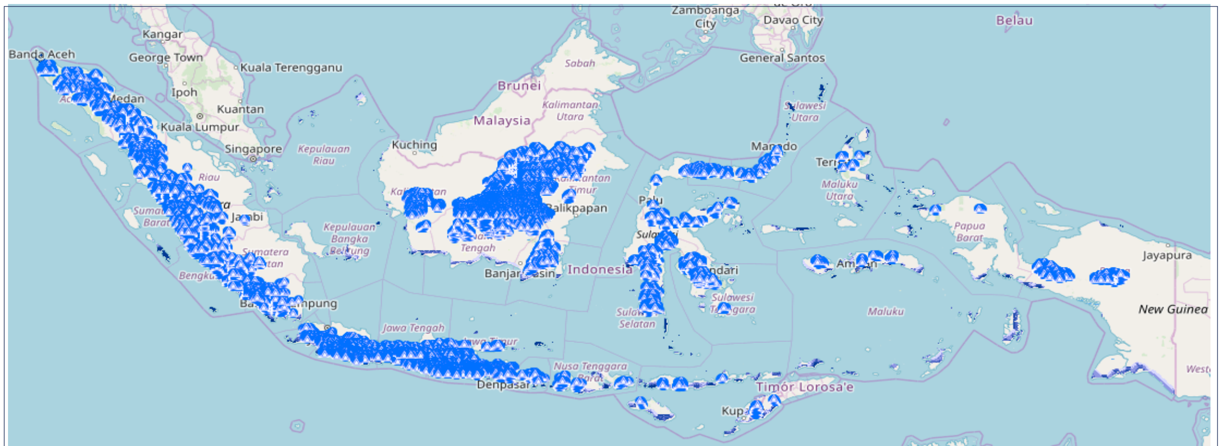
Biogas telah dikenal di Indonesia sejak tahun 1980-an, namun pemanfaatannya baru diterapkan pada awal tahun 1990 dalam skala kecil untuk keperluan rumah tangga seperti memasak. Selain itu, pemanfaatan biogas memberikan dampak positif terhadap lingkungan karena mengurangi emisi gas metan (CH_4) ke atmosfer. Pada 2017, dari target produksi biogas sebesar 24.651 juta M^3/tahun diperoleh capaian realisasi sebesar 24.876 juta M^3/tahun. Untuk sektor listrik, pemanfaatan bioenergi tahun 2017 untuk pembangkit tenaga listrik hampir mencapai target. Dari target yang direncanakan untuk kapasitas terpasang (*off-grid/on-grid*) PLT bioenergi sebesar 1.881 MW, dapat

terealisasi sebesar 1.839,5 MW. PLT bioenergi tersebut tersebar di beberapa wilayah seperti Sumatera, Jawa-Bali, Kalimantan, Sulawesi dan Papua.

Energi Air

Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) adalah suatu pembangkitan energi listrik yang mengubah energi kinetik air yang mengalir akibat perbedaan energi potensial, mendesak sudu-sudu turbin dan mengubahnya menjadi energi mekanik. Generator listrik yang terhubung dengan turbin air selanjutnya mengubah energi mekanik menjadi energi listrik. Bergantung pada tinggi terjun dan debit air, dikenal tiga macam turbin, yaitu: Pelton, Francis dan Kaplan.

Potensi total tenaga air yang dapat dipergunakan untuk pembangkitan tenaga listrik diperkiraan ada sekitar 75.000 MW dan tersebar di seluruh wilayah Indonesia (Gambar 55) dengan komposisi 20,7% di Sumatera (15.579 MW), 5,6% di Jawa (4.199 MW), 28,7% di Kalimantan (21.581 MW), 0,8% di Bali, NTT dan NTB (624 MW), 13,7% di Sulawesi (10.307 MW), 0,6% di Maluku (430 MW) dan 29,8% di Papua (22.371 MW).



Sumber: ESDM One Map, 2019

Gambar 56. Peta Sebaran Potensi Tenaga Air.

Berdasarkan kapasitas pembangkitannya, PLTA dikelompokkan menjadi (a) PLTA, kapasitas pembangkit antara 5 - 5.000 MW, (b) Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro (PLTM), kapasitas antara 0,1 - 5 MW, dan (c) Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH), kapasitas pembangkit < 0,1 MW. Berdasarkan data kapasitas terpasang ketiga kelompok PLTA ini, capaian pemanfaatan tenaga air Indonesia hingga tahun 2017 hanya 7,2% dari total potensinya (Tabel 55). Total Kapasitas Terpasang PLTA, PLTM dan PLTMH hingga tahun 2017 mencapai 5.450,08 MW dan tahun 2018 mencapai 5.532,43 MW.

Apabila potensi tenaga air di setiap daerah tersebut dapat dikembangkan sebagai salah satu strategi mitigasi potensi krisis listrik daerah, ketahanan energi regional diperkirakan akan meningkat. Pembangunan PLTA di Indonesia sangat mungkin dilakukan secara masif mengingat potensinya yang cukup besar. Salah satunya adalah proyek pembangunan 40 unit bendungan beserta PLTA di

seluruh Indonesia. KESDM dalam hal ini perlu lebih mengintensifkan kerja sama dengan Kementerian PUPR.

Tabel 56. Perkembangan Penyediaan Tenaga Air Periode 2014 – 2018.

<table>
<tr><th rowspan="2">JENIS PEMBANGKIT</th><th colspan="5">KAPASITAS TERPASANG (MW)</th></tr>
<tr><th>2014</th><th>2015</th><th>2016</th><th>2017</th><th>2018</th></tr>
<tr><td>PLTA</td><td>5.059</td><td>5.079</td><td>5.124</td><td>5.124</td><td>5.180</td></tr>
<tr><td>PLT Minihidro</td><td>139,87</td><td>151,17</td><td>192,57</td><td>260,32</td><td rowspan="2">352,43</td></tr>
<tr><td>PLT Mikro Hidro</td><td>30,46</td><td>30,46</td><td>65,76</td><td>65,76</td></tr>
</table>

Sumber: Laporan Kinerja KESDM, 2015 - 2018

Energi Laut

Energi laut merupakan energi yang dihasilkan dari wilayah laut dan samudera. Metode dan teknologi yang digunakan untuk menangkap energi ini tidak menghasilkan emisi CO^2 sehingga merupakan salah satu sumber energi terbarukan (energi hijau). Potensi teoritis energi laut untuk pengetahuan dan teknologi saat ini diperkirakan cukup besar (sekitar 1.8 TW) mengingat 70% permukaan bumi ditutupi oleh laut. Dengan sendirinya laut bisa menjadi sumber energi terbarukan terbesar di Indonesia.

Sebagai negara kepulauan, Indonesia memiliki sekitar 17.805 pulau dan luas wilayah seluruhnya sekitar 5.455.675 km^2 dimana 2/3 wilayahnya (3.544.744 km^2) merupakan lautan. Panjang garis pantai Indonesia sekitar 81.000 km, terpanjang kedua di dunia setelah Kanada. Kondisi ini menempatkan Indonesia sebagai negara dengan potensi energi laut terbesar di dunia. Hasil penelitian Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan (P3GL) menunjukkan potensi OTEC sebesar 41 GW, arus laut sebesar 18 GW dan gelombang laut sebesar 2 GW, sehingga total potensi sebesar 61 GW. Potensi tersebut belum dikembangkan untuk menambah pasokan listrik nasional dan perlu segera dipikirkan agar potensi tersebut dapat dimanfaatkan dimasa yang akan datang mengingat banyak negara yang telah mengembangkan pemanfaatan energi laut.

Negara-negara Eropa (seperti: Perancis, Inggris, Belanda dan Norwegia, Spanyol, Portugal, Irlandia dan Denmark) dan Amerika Serikat yang memiliki gelombang dan angin yang kuat, pasang tinggi dan sungai yang mengalir ke laut untuk menghasilkan gradien salinitas telah memulai kegiatan litbang dan berinvestasi dalam pengembangan energi ini. Energi laut diperkirakan dapat menggerakkan pertumbuhan ekonomi dan memberi lapangan kerja. Di Eropa saja diharapkan sekitar 26.000 pekerjaan akan tercipta pada tahun 2020 sebagai efek ekspansi dan eksploitasi energi laut.

Energi laut adalah salah satu sumber energi terbarukan yang paling lambat perkembangannya karena membutuhkan investasi lebih besar dari yang lain dan dalam banyak kasus lokasinya berada jauh dari grid listrik. Tentunya membutuhkan lebih banyak R&D untuk mendorong teknologi ini

mencapai efektivitas biayanya. Meskipun biaya produksi listrik yang dihasilkan dari laut bisa lebih murah daripada sumber energi lain, tetapi karena kondisi lautan yang korosif dan cepat berubah menyebabkan biaya pengoperasian dan pemeliharaan fasilitas energi laut menjadi tinggi.

Bureau of Ocean Energy management (BOEM) didirikan di Amerika Serikat pada tahun 2010 dan pada tahun 2013 akan mendapat anggaran sekitar 170 juta dolar untuk beroperasi, menurut informasi laporan pendiriannya.

Ocean Renewable Energy Coalition (OREC) didirikan pada bulan April 2005, merupakan asosiasi perdagangan untuk industri energi laut di Amerika Serikat. Tujuannya adalah untuk mempromosikan pengembangan, penyempurnaan dan komersialisasi energi laut.

Ocean Energy Systems (OES) didirikan pada tahun 2001 oleh 3 negara sebagai sebuah kolaborasi antar pemerintah untuk promosi energi laut/samudra. Sekarang telah berkembang menjadi 19 negara.

Beberapa lembaga nasional sudah pernah meneliti pemanfaatan energi laut seperti Kementerian Kelautan dan Perikanan untuk energi gelombang, BPPT untuk energi arus laut dan P3GL - Balitbang ESDM dengan membuat *prototype* energi arus laut di Nusa Penida, namun pemanfaatannya belum sampai tahap komersial. Diharapkan teknologi pembangkit yang berasal dari energi laut semakin berkembang dan semakin ekonomis.

Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional pada 15 Juni 2019 telah mengadakan koordinasi antar K/L termasuk PLN dan calon investor Perancis dalam rangka menjajagi pengembangan pemanfaatan energi laut di Indonesia dan kesepakatan adanya investasi yang mendorong pemanfaatan energi laut nasional dan transfer iptek kepada Indonesia. RUPTL 2019 - 2028 mengharapkan adanya Pembangkit Listrik Tenaga Kelautan (PLT Kelautan) sebesar 7 MW.

Energi ini selanjutnya dibagi menjadi 4 jenis atau sub kategori energi laut sebagai berikut.

- Energi Gelombang Laut, berasal dari energi kinetik (gerakan angin) yang menyebabkan terjadinya gelombang lautan. Energi ini dapat digunakan untuk mendorong sebuah piston yang bergerak ke atas dan ke bawah di dalam silinder. Piston ini yang akan mengaktifkan generator. Meskipun kebanyakan sistem energi gelombang sangat kecil, mereka dapat digunakan untuk menyalakan pelampung peringatan atau mercusuar kecil.
- Energi Pasang Surut, berasal dari pasang surut yang disebabkan baik oleh gaya gravitasi matahari maupun bulan. Energi kinetik (gerakan) pada saat air laut pasang dan surut dapat digunakan untuk menggerakkan turbin. Sederhananya, pada saat pasang air naik mendorong udara untuk keluar dari dalam ruangan. Udara yang bergerak akan memutar turbin yang akan mengerakkan generator. Ketika air laut turun, udara mengalir melalui turbin dan kembali ke dalam ruang melalui pintu yang semulanya tertutup. Sistem ini merupakan salah satu jenis sistem energi gelombang. Metode lainnya menggunakan gerakan naik turun gelombang untuk mendorong piston dalam silinder bergerak ke atas dan ke bawah. Piston ini yang akan mengaktifkan generator. Meskipun kebanyakan sistem energi gelombang sangat kecil, mereka dapat digunakan untuk menyalakan pelampung peringatan atau mercusuar kecil.

- Energi Gradien Salinitas diambil karena perbedaan salinitas antara air asin laut dan air tawar sungai.
- Konversi Energi Termal Lautan (*Ocean Thermal Energy Conversion/OTEC*), perbedaan suhu antara permukaan yang lebih hangat dan dasar lautan yang lebih dingin minimal sebesar 38 derajat Fahrenheit dapat menghasilkan energi listrik. Pengguna jenis sumber energi ini disebut Konversi Energi Panas Laut atau OTEC.

Berikut merupakan potensi energi laut di Indonesia dapat dilihat pada Tabel 56.

Tabel 57. Potensi Energi Laut Per Provinsi.

NO	WILAYAH/PROVINSI	POTENSI		
		TEORITIS	TEKNIS	PRAKTIS
1	Nusa Tenggara Barat	138.308	34.577	8.644
2	Kep. Riau	96.432	24.108	6.027
3	Jawa Barat – Lampung	36.367	9.092	2.273
4	Papua Barat	6.261	1.565	391
5	Nusa Tenggara Timur	5.335	1.334	333
6	Bali	5.119	1.280	320
	TOTAL	287.822	71.955	17.989

Sumber: RUEN 2015 - 2050

Surya (Matahari)

Indonesia memiliki potensi energi surya yang cukup besar dan relatif stabil sepanjang tahun karena merupakan negara tropis yang wilayahnya terbentang melintasi garis khatulistiwa. Energi surya ini dapat dikonversi langsung dan bentuk aplikasinya dibagi menjadi dua jenis, yaitu solar thermal untuk aplikasi pemanasan dan *solar photovoltaic* untuk pembangkitan tenaga listrik.

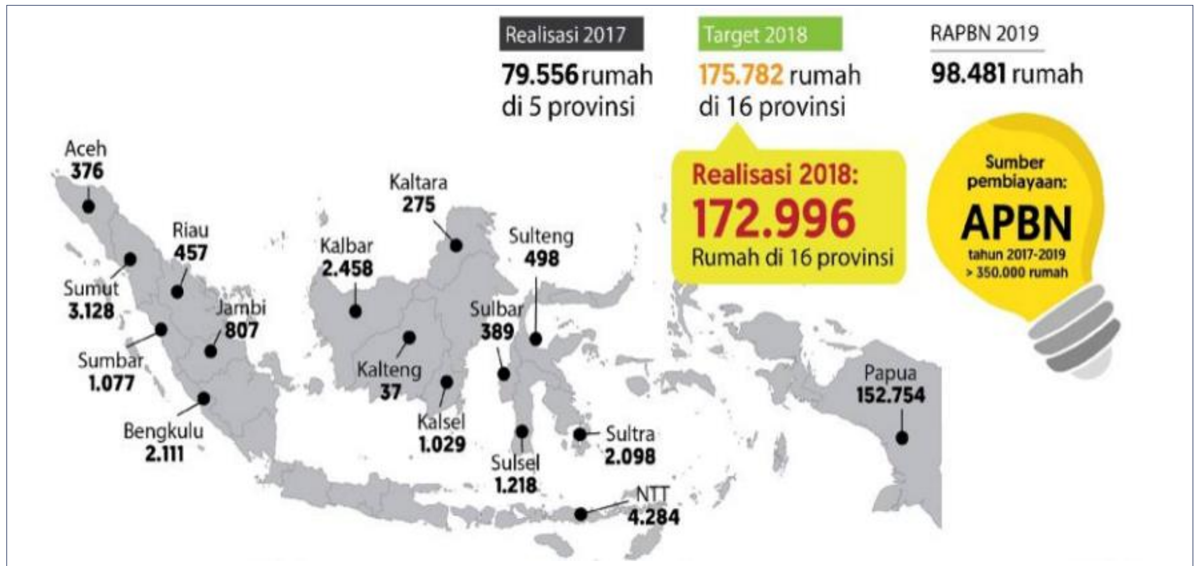
Letak geografisnya yang strategis menyebabkan hampir seluruh daerah di Indonesia memiliki potensi pengembangan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dengan daya rata-rata mencapai 4 kWh/m^2. Data yang dihimpun dari berbagai lokasi di Indonesia menunjukkan bahwa potensi sumber daya energi surya Indonesia dapat dikelompokkan berdasarkan wilayah, yaitu kawasan barat Indonesia yang memiliki potensi sekitar 4,5 kWh/m^2/hari dengan variasi bulanan sekitar 10% dan kawasan timur Indonesia yang memiliki potensi sekitar 5,1 kWh/m^2/hari dengan variasi bulanan sekitar 9%. Potensi energi surya secara nasional mencapai 4.8 KWh/m^2 atau setara dengan 112.000 GWp. Potensi energi surya yang sudah dimanfaatkan sampai saat ini baru sekitar 10 MWp, masih jauh dari angka 1%. Dalam rangka meningkatkan penggunaan energi surya, pemerintah telah mengeluarkan *roadmap* pemanfaatan energi surya yang menargetkan kapasitas PLTS terpasang

hingga tahun 2025 sebesar 0.87 GW atau sekitar 50 MWp/tahun. Jumlah ini merupakan gambaran potensi pasar yang cukup besar dalam pengembangan energi surya di masa mendatang.

PLTS merupakan teknologi pembangkit listrik yang dapat diterapkan di semua wilayah. Instalasi, operasi dan perawatan PLTS sangat sederhana sehingga mudah diadopsi oleh masyarakat. Hambatan utama pemasaran PLTS terkait biaya investasi per watt daya terbangkitkan yang relatif masih mahal dan beberapa bahan baku komponen PLTS khususnya sel surya masih harus diimpor. Oleh karena itu, pertumbuhan industri sel surya lokal menjadi sangat strategis dalam pengembangan PLTS di masa mendatang. Selain itu, kebijakan tarif yang menarik bagi investor juga menjadi hal yang sangat penting bagi pertumbuhan investasi swasta dalam pembangunan PLTS. Pada tahun 2018, Kementerian ESDM mengeluarkan peraturan terbaru mengenai implementasi pemanfaatan sistem pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) atap yaitu Peraturan Menteri ESDM Nomor 49 tahun 2018 tentang Penggunaan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap Oleh Konsumen PT. PLN (Persero). Aturan ini memungkinkan para konsumen PT. PLN (Persero) baik dari sektor rumah tangga, bisnis, Pemerintah, sosial maupun industri untuk melakukan ekspor energi surya ke dalam grid dalam rangka meningkatkan pemanfaatan dan pengelolaan energi terbarukan, khususnya pertumbuhan industri sel surya di Indonesia.

Realisasi pembangunan kapasitas terpasang PLTS pada tahun 2017 adalah 5,12 MWp atau 43,46% dari target yang ditetapkan, sementara realisasi untuk 2018 adalah 1,5 MWp atau 2,93% dari target yang ditetapkan. Perlu lebih giat lagi untuk meningkatkan pemanfaatan energi surya, meskipun pada tahun 2017 sebesar total 45 MW kontrak PLTS telah ditandatangani. Selain digunakan untuk pembangkit tenaga listrik, pemerintah juga mempunyai Program Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang bertujuan untuk melistriki desa/kampung yang sama sekali belum mendapatkan pelayanan listrik. Penyediaan LTSHE ini diatur melalui Perpres Nomor 47 tahun 2017 tentang Penyediaan LTSHE Bagi Masyarakat yang Belum Mendapatkan Akses Listrik dan Permen ESDM Nomor 33 tahun 2017 tentang Tata Cara Penyediaan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi bagi Masyarakat yang Belum Mendapatkan Akses Listrik.

Penyediaan LTSHE ini dilakukan secara gratis bagi WNI yang rumah tinggalnya belum tersambung dengan jaringan tenaga listrik yang berada di daerah perbatasan tertinggal, terdepan dan pulau - pulau terluar (3T). Hingga akhir tahun 2017, total LTSHE yang berhasil didistribusikan yaitu sebanyak 79.556 unit dari target 80.332 rumah di 6 Provinsi. Target ini meningkat pada tahun 2018, mencapai sebanyak 172.996 unit darin target 175.782 rumah di 16 provinsi dengan rincian sebagai berikut (Gambar 56).



Sumber: Laporan Kinerja KESDM, 2018

Gambar 57. Peta Sebaran Penyediaan LTSHE di Indonesia.

Bayu (Angin)

Indonesia memiliki potensi energi angin yang relatif kecil secara alamiah karena lokasi geografisnya yang terletak di daerah khatulistiwa. Namun demikian, ada beberapa wilayah yang merupakan daerah angin karena adanya *nozzle effect* atau penyempitan antara dua pulau atau daerah lereng gunung antara dua gunung yang berdekatan. Total potensi bayu di Indonesia pada tahun 2016 adalah sekitar 60.647 MW.

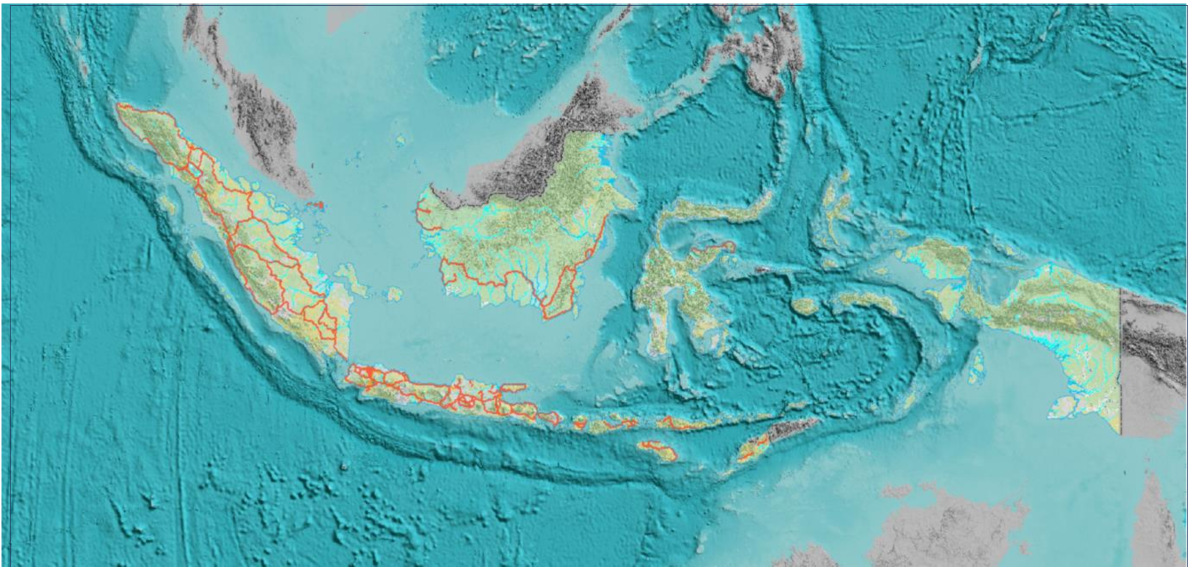
Wilayah yang sudah dilakukan kajian *pre-eliminary* tentang potensi tenaga bayu tersebar di wilayah Jawa dan Sulawesi dengan perkiraan total potensi sekitar 950 MW, dengan Rincian Lebak 100 MW, Sukabumi Selatan 100 MW, Garut Selatan 150 MW, Purworejo 67,5 MW, Bantul 50 MW, Gunung Kidul 15 MW, Sidrap 100 MW, Jeneponto 162,5 MW dan Oelbubuk 10 MW. Sementara itu, Kupang, Palakahembi, Selayar, Takalar dan Bulukumba masing-masing dengan kisaran indikatif sekitar 50 MW, 5 MW, 10 MW, 100 MW dan 50 MW. Peta sebaran potensi tenaga angin ditunjukkan pada Gambar 57 dan klasifikasi tingkat potensi energi angin pada beberapa wilayah berdasarkan kecepatan angin dan potensi daya yang dapat dibangkitkan dapat dilihat pada Tabel 57.

Tabel 58. Potensi Energi Angin pada Beberapa Wilayah.

KELAS	KEC. ANGIN (m/s)	DAYA SPESIFIK (W/m2)	JUMLAH LOKASI	WILAYAH
Kurang Potensial	< 3,0	< 45	66	Sumbar, Bengkulu, Jambi, Jateng, NTB, Kalsel, NTT, Sultra, Sulut, Maluku
Potensi Rendah (Skala Kecil)	3,0 - 4,0	< 75	34	Lampung, DIY, Bali, Jatim, Jateng, NTB, Kalsel, NTT, Sultra, Sulut, Sulteng, Sumut, Sulbar
Potensi Menengah (Skala Menengah)	4,1 - 5,0	75 – 150	34	Bengkulu, Banten, DKI, Jateng, Jatim, NTB, NTT, Sultra, Sulteng, Gorontalo, Sulsel
Potensi Tinggi (Skala Besar)	> 5,0	> 150	19	DIY, Jateng, Sulsel, NTB, NTT, Sulut

Sumber: Buku Potensi EBTKE KESDM, 2016

Potensi tenaga bayu di darat kekuatannya terbatas, dengan kecepatan angin rata-rata antara 3 - 6 meter per detik (m/s). Kemampuan daya Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) berkisar antara 10 kW sampai 100 kW. Kekuatan angin paling produktif umumnya berada jauh dari pusat-pusat konsumsi listrik, sehingga membutuhkan infrastruktur transmisi dan distribusi yang luas. Hingga tahun 2016, kapasitas terpasang PLTB hanya mencapai 1,12 MW dan belum menghasilkan produksi listrik untuk meningkatkan kontribusi pemanfaatan EBT dalam bauran energi.



Sumber: One Map ESDM, 2018

Gambar 58. Peta Sebaran Potensi Tenaga Angin.

Di Indonesia, pertumbuhan investasi swasta dalam pembangunan PLTB juga harus dipacu oleh kebijakan *feed-in tariff* (FiT) yang menarik bagi investor. Selain itu, perlu dipertimbangkan untuk mengembangkan mekanisme insentif bagi pengguna energi terbarukan khususnya PLTB. Walaupun biaya investasi per daya terbangkitkan relatif masih mahal, tetapi biaya pokok produksi listrik PLTB relatif bersaing dengan pembangkit listrik tenaga energi terbarukan lainnya. Untuk tahun 2017, belum ada PLTB yang beroperasi secara komersial/*Commercial Operation Date* (COD), sehingga kapasitas terpasang PLTB masih sama dengan capaian tahun 2016 yaitu sebesar 1,12 MW. Namun demikian untuk tahun 2018 ada 2 (dua) pembangkit PLTB yang COD dengan total kapasitas sebesar 135 MW yang dibangun oleh *Independent Power Producer* (IPP). Kedua PLTB tersebut berlokasi di Kabupaten Sidrap (75 MW) dan Kabupaten Jeneponto (60 MW). Progres pembangunan PLTB di Kabupaten Sidrap pada Bulan Desember 2017 sudah mencapai 90%, sedangkan Progres pembangunan PLTB di Kabupaten Jeneponto baru mencapai 50%. PLTB milik PT. UPC Sidrap Bayu Energi tersebut berhasil dibangun, sehingga akhir tahun 2018 sebesar 56% dari target tercapai (Tabel 58).

Tabel 59. Realisasi Penyediaan Tenaga Angin Periode 2015 - 2018.

PLT BAYU	KAPASITAS TERPASANG (MW)			
	2015	2016	2017	2018
Target	5,8	0,85	0	135,0
Realisasi	2,42	0	1,12	75,0

Sumber: Laporan Kinerja KESDM, 2018

4.1.2 Peranan EBT dalam Bauran Energi Nasional

Peranan EBT merupakan cerminan penggunaan EBT dalam bauran energi nasional. Peran Pemerintah sangat diperlukan untuk melakukan akselerasi pengembangan EBT untuk mencapai target 23% pada tahun 2025.

Dengan memperhatikan potensi sumber daya EBT yang cukup variatif dan besar serta kebijakan Pemerintah yag terus menerus mendorong pemanfaatan EBT, akan memberikan kontribusi yang cukup berarti untuk meningkatkan ketahanan energi. EBT juga dinilai lebih ramah terhadap lingkungan karena dapat mengurangi dampak perubahan iklim dan pemanasan global serta memiliki prospek keberlanjutan (*sustainable*), sehingga penerimaan masyarakat (*acceptability*) terhadap pengembangan pembangunan EBT sangat positif.

Pendekatan dalam penilaian indikator peranan EBT dalam bauran energi nasional dengan mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu pangsa pemanfaatan EBT dalam bauran energi diharapkan mencapai 23% tahun 2025. Penjelasan berikut ini memberikan gambaran perkembangan parameter tersebut selama beberapa tahun terakhir (Tabel 59).

Tabel 60. Bauran Energi Primer 2015 - 2018.

PASOKAN ENERGI PRIMER	2015		2016		2017		2018	
	MTOE	%	MTOE	%	MTOE	%	MTOE	%
Minyak Bumi	84,79	46,48	70,04	40,36	79,18	42,09	79,68	38,81
Batubara	51,04	27,98	53,24	30,68	57,05	30,33	67,69	32,97
Gas Bumi	38,56	21,14	38,80	22,35	40,14	21,34	40,38	19,67
EBT	8,03	4,40	11,47	6,61	11,74	6,24	17,55	8,55
Total	182,42	100	173,55	100	188,11	100	205,30	100

Sumber: Data Olahan Setjen DEN, 2019

Pada 2015, kontribusi EBT dalam energi primer hanya 4,4% kemudian terus meningkat pada 2016 menjadi 6,6% dan pada 2017 menurun menjadi 6,27%. Peranan EBT dalam bauran energi masih cukup jauh dari target KEN untuk tahun 2025 yang mencapai 23%. Dalam 7 tahun terakhir, komposisi EBT listrik dan non listrik dalam satuan setara barel minyak (SBM) cenderung meningkat dengan pangsa EBT listrik yang mendominansi. Namun demikian, masih sangat kecil bila dibandingkan dengan energi fosil seperti ditunjukkan pada Gambar 58. Perkembangan penyediaan EBT listrik dan EBT non listrik selama periode 2011 - 2016 masing-masing ditunjukkan pada Tabel 60 dan 61.

Pencapaian Bauran Energi Primer Nasional pada pembangkit yang berasal dari EBT secara signifikan diperoleh dari peran PLTP sebesar 3,65 MTOE; PLTA, PLTMH dan PLTM sebesar 5,63 MTOE; PLTBM sebesar 3,95 MTOE dan PLTBG sebesar 0,18 MTOE. Pembangkit lainnya tidak terlalu signifikan namun upaya pengembangan secara masif dapat menambah peran EBT pada pembangkit listrik seperti PLTB, PLTS dan PLTSa.

Guna mempercepat capaian Bauran Energi Primer Nasional yang berasal dari EBT, berdasarkan data capaian di atas adalah dengan mempercepat pengembangan dan pembangunan pembangkit serta mempercepat pelaksanaan *Commercial Operation Date* (COD) yang berasal dari panasbumi, sungai/air dan biomasa dan juga tentunya meningkatkan kapasitas dan produski listrik yang bersumber dari angin, surya dan sampah secara masif. Di samping itu, perlu peran masyarakat dalam memanfaatkan kearifan lokal baik secara mandiri maupun melalui dukungan pendanaan desa.

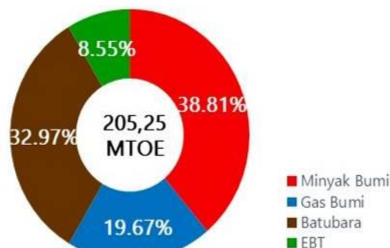
MINYAK BUMI		
JENIS ENERGI	ENERGI	
	MBOE	MTOE
Produksi Minyak Mentah	281,83	39,46
Ekspor Minyak Mentah	-74,45	-10,42
Impor Minyak Mentah	113,06	15,83
Stock change minyak mentah	20,54	2,87
Ekspor Produk BBM	-2,23	-0,31
Ekspor LPG	0,00	0,00
Impor Produk Kilang	165,73	23,20
Impor LPG	47,45	6,64
Stock change BBM	17,38	2,43
Stock change LPG	-0,27	-0,04
Total Pasokan Minyak Bumi	**569,03**	**79,66**

GAS BUMI		
JENIS ENERGI	ENERGI	
	MBOE	MTOE
Produksi Gas	460,28	64,44
LNG Ekspor	-125,06	-17,51
Ekspor Gas pipa	-46,91	-6,57
Impor Gas	0,00	0,00
Total Pasokan Gas Bumi	**288,31**	**40,36**

BATUBARA		
JENIS ENERGI	ENERGI	
	MBOE	MTOE
Produksi Batubara	2.342,65	327,97
Ekspor Batubara	-1.496,86	-209,56
Impor Batubara	22,97	3,22
Stok change	-385,42	-53,96
Total Pasokan Batubara	**483,34**	**67,67**

JENIS ENERGI	ENERGI		
	SATUAN	MBOE	MTOE
ENERGI TERBARUKAN - NON LISTRIK			
Domestik FAME - B100	4,3 jt KL	28,38	3,97
Domestik Etanol - E100	0 jt KL	-	-
Biogas Rumah Tangga	25,7 jt m3	0,16	0,02
Total Pasokan Non Listrik		**28,54**	**4,00**

ENERGI TERBARUKAN - LISTRIK				
Jenis PLT EBT	PRODUKSI (GWh)		MBOE	MTOE
	on grid	*off grid*		
PLTP[1]	14,019.00	0.00	26.04	3.65
PLTA	16,827.00	4,785.30	40.20	5.63
PLTMH		23.54		
PLTM		0.00		
PLTS	19.99	51.57	0.34	0.05
PLTS Rooftop[4]	0.00	4.63	0.02	0.00
PLTB	187.98	2.10	0.47	0.07
PLTBM	173.79	11,325.07	28.20	3.95
PLTBG	38.89	478.37	1.27	0.18
PLTSa	109.68	0.00	0.27	0.04
PLT Hybrid	0.00	5.33	0.03	0.004
PJUTS[3]	0.00	4.61	0.003	0.0004
LTSHE[4]	0.00	9.73	0.006	0.0008
Total	31,376.33	16,690.26		
Total Pasokan Listrik			**96.84**	**13.56**
Total Pasokan Energi Terbarukan			**125.38**	**17.55**



BAURAN ENERGI PRIMER NASIONAL 2018		
ENERGI PRIMER	MTOE	%
Minyak Bumi	79.66	38.81%
Gas Bumi	40.36	19.67%
Batubara	67.67	32.97%
EBT	17.55	8.55%
Total	205.25	100%

Sumber : Data Olahan Setjen DEN

Gambar 59. Perhitungan Bauran Energi Primer Nasional tahun 2018.

Peran Energi Terbarukan Non-listrik juga berpengaruh cukup besar terhadap Bauran Energi Primer Nasional. Pada tahun 2018, hasil produksi dan penjualan *Fatty Acid Methyl* (Fame) atau B100 mencapai 4,3 juta KL atau setara dengan 3,97 MTOE, sedangkan biogas rumah tangga mencapai 25,7 Juta m^3 atau setara dengan 0,02 MTOE, sehingga secara keseluruhan total pasokan non-listrik pada Energi Terbarukan Non-listrik mencapai sekitar 4 MTOE. Upaya lainnya adalah dengan peningkatan peran Penerangan Jalan Umum Tenaga Surya (PJUTS) dan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yang bersumber dari energi EBT.

Berdasarkan KEN tahun 2015 – 2050, pada tahun 2025 diperlukan total kapasitas pembangkit listrik sebesar 115 GW, sedangkan berdasarkan RUPTL pada tahun 2025 realisasi pembangkit EBT dapat mencapai sekitar 14.293 MW atau sekitar 12,43% dari seluruh target penyediaan pembangkit tenaga listrik KEN. Hingga akhir tahun 2018 telah tersedia pembangkit listrik terpasang sebesar 62.589,71 MW, sedangkan target kapasitas terpasang pembangkit listrik pada tahun 2019 sebesar 66.565 MW. Jika pada tahun 2018 telah tersedia pembangkit sebesar 62.589,71 MW, sedangkan target KEN pada tahun 2025 sebesar 115 GW, maka masih diperlukan total tambahan sebesar 52.410,29 MW atau sekitar 45,57% dari target KEN pada tahun 2025.

Peran PLT EBT kedepan dalam rangka memenuhi target Bauran Energi Primer Nasional dapat dilihat dari rencana pembangunan PLT EBT berdasarkan RUPTL 2019 – 2028 dengan target pada tahun 2025 sebesar 14.293 MW dengan rincian: PLTA sebesar 5.947 MW, PLTP sebesar 4.362 MW, PLTMH sebesar 1.484 MW, PLTBM sebesar 739 MW, PLTS sebesar 904 MW, PLTB sebesar 850 MW dan PLT Kelautan sebesar 7 MW. Dari keperluan tambahan kapasitas pembangkit listrik yang dibutuhkan sesuai target KEN, maka PLT EBT akan menyumbang sebesar 14.293 MW atau sekitar 27,27%.

Tabel 61. Perkembangan Penyediaan EBT Listrik Periode 2013 – 2018.

NO	JENIS EBT	CAPAIAN PENYEDIAAN EBT LISTRIK					
		2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	PLTP (MW)	1.343,50	1.403,50	1.438,50	1.643,50	1.808,50	1.948,50
	Panas Bumi (SBM)	17.511.720	18.109.676	18.696.400	19.941.278	20.265.103	22.323.400
2	PLT Bioenergi (MW)	126,00	898,50	1.767,10	1.787,90	1.839,50	1.858,50
	Bioenergi (SBM)	820.180,09	5.848.665,17	11.502.700,30	11.638.095,11	12.261.416	12.454.705
3	PLT Air (MW)	5.058,87	5.059,06	5.079,06	5.124,06	5.124,06	5.180,00
	Air (SBM)	41.578.327,4	41.579.889,0	41.744.266,9	42.118.555,5	42.118.555,5	38.710.932,0
4	PLTMH (MW)	106,74	170,33	181,63	258,33	326,08	352,43
	Mikro/Mini Hidro (SBM)	729.265,95	1.145.431,40	1.492.489,09	1.761.434,38	3.288.565,0	3.708.673,6
5	PLT Surya (MW)	14,34	16,99	22,81	85,02	90,14	150,0
	Surya (SBM)	31.114,77	36.864,71	49.492,88	184.432,03	235.908,11	3.819.570,21
6	PLT Bayu (MW)	0,63	1,12	1,12	1,12	1,12	76,1
	Bayu (SBM)	10.089,52	12.150,82	12.150,82	12.150,82	12.150,82	473.309,27

Sumber: Ditjen EBTKE, 2018

Tabel 62. Perkembangan Penyediaan EBT Non Listrik Periode 2013 – 2018.

JENIS EBT	CAPAIAN PENYEDIAAN EBT NON LISTRIK					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Biodiesel Domestik (KL)	1.048,00	1.844,63	915,46	3.008,47	2.571,57	3.750,07
Biodiesel (SBM)	5.932.075,47	11.966.513,3	5.938.680,57	19.516.271,69	16.682.025,26	24.327.053,1

Sumber: KESDM

Hasil penilaian indikator peranan EBT dalam bauran energi nasional berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai dengan tingkat kondisi kurang tahan (Tabel 62). Selama periode empat tahun, tren nilai indikator cenderung agak meningkat namun masih sangat kecil untuk mencapai target hingga 23% di 2025. Pada tahun 2018 penurunan cukup signifikan dikarenakan pertumbuhan penggunaan energi terbarukan tidak cukup untuk mengimbangi pertumbuhan penggunaan energi fosil.

Tabel 63. Penilaian Indikator Peranan EBT dalam Bauran Energi Nasional

INDIKATOR (Aspek IV Nomor 19)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
PERANAN EBT	Target EBT dalam bauran energi 23% tahun 2025	5,49	5,61	5,95	5,59

Data historis menunjukkan bahwa kondisi penyediaan EBT terus meningkat dengan pertambahan yang tidak signifikan dan didominasi oleh pemanfaatan untuk pembangkit listrik tenaga EBT seperti PLTP, PLTA, PLTMH, PLTS, PLTB dan PLT Bioenergi. Keterlambatan dalam meningkatkan capaian target pemanfaatan EBT tidak hanya dalam hal keterbatasan investasi, namun juga beberapa permasalahan terkait kewenangan antar lembaga Pemerintah Pusat dengan Pemerintah Daerah yang masih tumpang tindih dan belum transparan terutama dalam proses perizinan dan pengadaan barang dan jasa. Selain itu Peraturan Menteri ESDM No. 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, memberikan efek turunnya *willing to invest* dari penyedia pembangkit EBT (IPP) dikarenakan harga listrik yang dijual kepada PT. PLN (Persero) tidak berpatokan pada BPP yang sesuai investasi dan operasional pembangkit EBT yang dibangun, akan tetapi sesuai dengan BPP regional PLN setempat ditambah *adjustment* akan tetapi karena dibandingkan dengan energi fosil hal tersebut menyebabkan investasi menjadi tidak menarik bagi investor dan pelaksanaan proyek-proyek menjadi terhambat. Selain itu, masih ditemui inkonsistensi berbagai peraturan perundang-undangan yang berpotensi menimbulkan konflik kepentingan di tingkat nasional dan daerah. Sebagai contoh kebijakan mencabut Permen ESDM

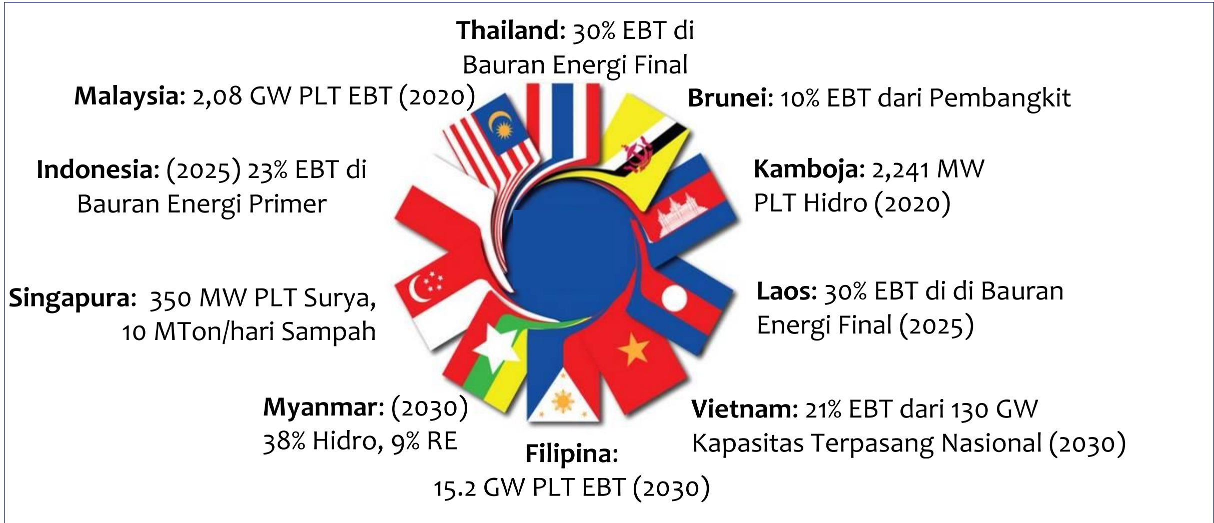
Pemerintah Pusat perlu bersinergi dengan Pemerintah Daerah untuk mendorong pelaksanaan pembangunan proyek-proyek EBT menjadi lebih transparan dan akuntabel baik melalui proses pelelangan maupun penunjukan langsung. Peningkatan kapasitas sumber daya manusia yang kompeten juga diperlukan, baik di bidang pengelolaan infrastruktur, bidang manufaktur yang menghasilkan produk pabrikasi untuk menambah tingkat kandungan dalam negeri, maupun bidang teknologi untuk meningkatkan efisiensi biaya produksi dan kinerja produksi energi terhadap pemanfaatan EBT. Dengan potensi yang sangat besar dan jenis EBT yang beragam diharapkan akan meningkatkan ketahanan dan kemandirian energi nasional dan regional serta dapat mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil.

4.2 Perkembangan Energi Baru dan Terbarukan di ASEAN Penyediaan EBT

4.2.1 Tren Pertumbuhan Energi Terbarukan di ASEAN Potensi dan Pemanfaatan

Negara yang tergabung dalam *Association of Southeast Asian Nations* (ASEAN) memiliki komitmen untuk menjalin kerjasama dalam bidang energi. Hal ini tertuang secara resmi dalam *ASEAN Plan of*

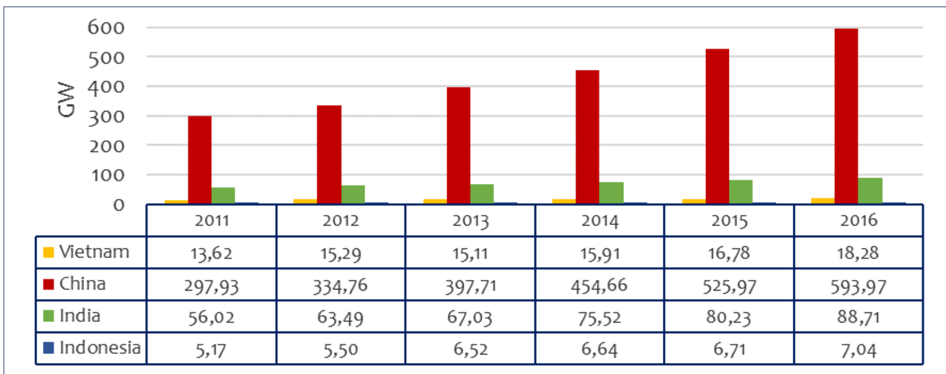
Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016 - 2025 (Fase I) dengan fokus meningkatkan ketahanan energi dan kerjasama menuju konektivitas dan integrasi di bidang energi. Terdapat 7 (tujuh) area program yang tercantum dalam APAEC, salah satunya Area Program Nomor 5 yang membawahi bidang *Renewable Energy* (EBT) dengan strategi utama menetapkan target bauran EBT hingga mencapai 23% dari konsumsi energi primer pada tahun 2025. Komitmen terhadap capaian EBT dalam APAEC tersebut kemudian diturunkan kembali oleh masing-masing negara ASEAN sebagai berikut.



Sumber: ASEAN Feed-in-Tariff Mechanism Report, ACE-CREEI, 2018

Gambar 60. Target Capaian EBT Negara ASEAN.

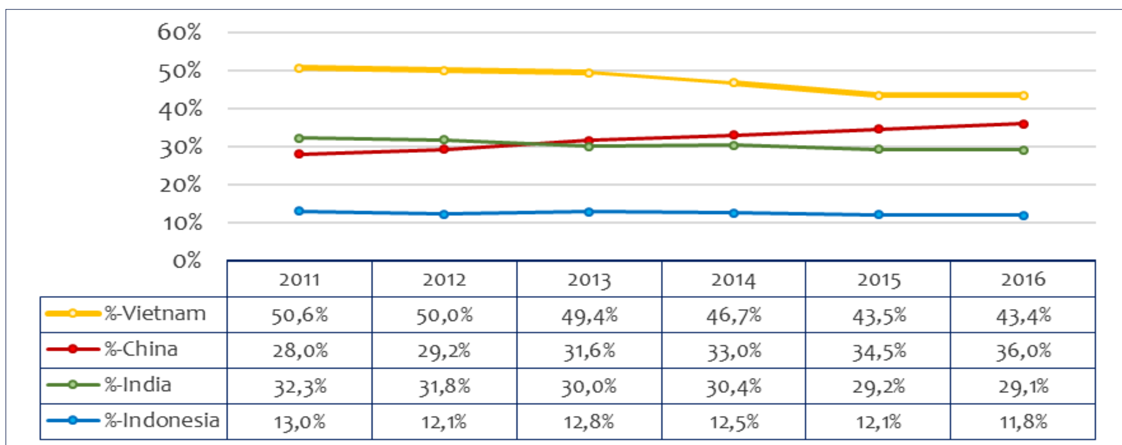
Berdasarkan Laporan Tahunan ACE-CREEI, pada tahun 2016 Indonesia merupakan negara di ASEAN dengan total kapasitas terpasang PLT EBT terbesar kedua setelah Vietnam, dengan persentase mencapai 13,3% dari total kapasitas terpasang PLT EBT. Di luar ASEAN, saat ini China dan India dinyatakan telah menjadi dua negara Asia yang menempati posisi terdepan dalam upaya pengembangan EBT. Gambar 60 dan 61 menunjukkan bahwa pertumbuhan kapasitas PLT EBT dalam 5 tahun terakhir di Vietnam dan Indonesia secara kuantitatif masih relatif rendah dibandingkan dengan China dan India, meskipun bauran EBT terhadap kebutuhan listrik kedua negara tersebut cukup bersaing. Hal ini menunjukkan bahwa perlu adanya peningkatan secara berkelanjutan dalam pengembangan PLT EBT di Indonesia.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Vietnam	13,62	15,29	15,11	15,91	16,78	18,28
China	297,93	334,76	397,71	454,66	525,97	593,97
India	56,02	63,49	67,03	75,52	80,23	88,71
Indonesia	5,17	5,50	6,52	6,64	6,71	7,04

Sumber: Diolah dari Vietnam Electricity (EVN), China Electricity Council, CEA India, Ditjen Ketenagalistrikan & HEESI Indonesia

Gambar 61. Realisasi Pertumbuhan Kapasitas Terpasang PLT EBT per Negara.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016
%-Vietnam	50,6%	50,0%	49,4%	46,7%	43,5%	43,4%
%-China	28,0%	29,2%	31,6%	33,0%	34,5%	36,0%
%-India	32,3%	31,8%	30,0%	30,4%	29,2%	29,1%
%-Indonesia	13,0%	12,1%	12,8%	12,5%	12,1%	11,8%

Sumber: Diolah dari Vietnam Electricity (EVN), *China Electricity Council*, CEA India, Ditjen Ketenagalistrikan & HEESI Indonesia

Gambar 62. Realisasi Persentase Bauran PLT EBT dari Total Kapasitas Pembangkit per Negara.

4.2.2 Kebijakan Energi Terbarukan di ASEAN

Kebijakan terkait energi merupakan salah satu faktor penting dalam upaya mewujudkan target bauran EBT di ASEAN. Salah satu ukuran kebijakan yang perlu mendapat perhatian lebih adalah ketentuan mengenai insentif atau kemudahan yang bertujuan meningkatkan penggunaan EBT. Berikut merupakan jenis skema insentif yang telah diterapkan di ASEAN (Tabel 63).

Salah satu kebijakan utama terkait EBT di Indonesia adalah Peraturan Menteri ESDM Nomor 50 tahun 2017 tanggal 7 Agustus 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik yang menjadi dasar penetapan tarif dan mekanisme terkait transaksi pemanfaatan listrik negara yang berasal dari PLT EBT.

Tabel 64. Skema Insentif EBT di Negara ASEAN.

NEGARA ASEAN	TARGET EBT	FIT (*Feed-In-Tariff*)	SKEMA SELF-CONSUMPTION	LELANG TERBUKA	INSENTIF PAJAK	PINJAMAN RINGAN	SUBSIDI MODAL	SERTIFIKAT EBT (*Tradable Recs*)
Brunei	√				√			
Kamboja	√			√	√			
Indonesia	√	√	√	√	√	√		
Laos	√				√			
Malaysia	√	√	√	√	√	√		
Myanmar	√				√			
Filipina	√	√	√		√			√
Singapura	√		√	√				
Thailand	√	√	√	√	√	√	√	
Vietnam	√	√	√		√			

Sumber: ASEAN Feed-in-Tariff Mechanism Report, ACE-CREEI, 2018

Pemerintah Indonesia dalam hal ini menerapkan perubahan dalam skema pemanfaatan PLT EBT dimana pemberian insentif dan *Feed-in-Tariff* (FiT) yang pada awalnya tetap dan dilakukan berbasis kuota kapasitas untuk setiap daerah menjadi berbasis Biaya Pokok Penyediaan pembangkitan (BPP pembangkitan) atau *Production Cost of Electricity* (PCE), dengan memperhitungkan faktor perbedaan BPP pembangkitan sistem setempat dengan BPP pembangkitan nasional. Perubahan ini diharapkan akan menurunkan BPP pembangkitan dan meringankan beban PT. PLN (PERSERO) dalam melakukan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PJBL) atau *Power Purchase Agreement* (PPA) serta menarik bagi investor dalam pengembangan PLT EBT di daerah Timur Indonesia. Perubahan kebijakan terkait insentif tersebut membuat Indonesia sedikit berbeda dengan beberapa negara lain di ASEAN yang masih menerapkan konsep berbasis kuota maupun FiT tetap (*fixed FiT*) disertai penyesuaian untuk penggunaan listrik tertentu. Secara umum, berdasarkan *ASEAN Feed-in-Tariff Mechanism Report* yang dikeluarkan oleh ACE-CREEI tahun 2018, tarif EBT tertinggi di ASEAN secara umum diberlakukan oleh Thailand dengan perbandingan sebagai berikut.

Hingga saat ini, sumber pendanaan untuk insentif yang diberikan di Indonesia masih bergantung kepada APBN, dimana pada tahun 2018 mencapai 1,72 triliun rupiah. Akan tetapi, pengeluaran untuk pengembangan tersebut diharapkan akan kembali salah satunya melalui Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) bidang EBT, dimana pada tahun 2018 realisasi PNBP EBT Kementerian ESDM melebihi target yang telah ditetapkan, yaitu mencapai 2,28 triliun rupiah dari target sebesar 700 milyar rupiah. Sementara itu, Vietnam memiliki alternatif sumber pendanaan yang relatif lebih stabil, yaitu berasal dari *Vietnam Environment Protection Fund* yang sebagian besarnya merupakan tanggungan *Electricity of Viet Nam* (EVN), yaitu badan usaha milik negara yang membawahi bidang ketenagalistrikan.

Tabel 65. *Range* Besaran Insentif EBT di Negara ASEAN tahun 2016 – 2018.

NEGARA	AIR (HIDRO) (cent USD/kWh)	ANGIN (cent USD/kWh)	PANEL SURYA (cent USD/kWh)	BIOMASSA (cent USD/kWh)
Indonesia	6,28 - 14,38	±6,0 - 15	±6,0 - 15	6,28 - 14,28
Malaysia	6,14 - 6,65	-	±10,0 - 20	6,91 - 7,93
Filipina	11,34	15,25	16,71	12,5
Thailand	15,6	19,29	18,02 - 21,81	13,5 - 17
Vietnam	-	7,8	9,35	5,8

Sumber: ASEAN Feed-in-Tariff Mechanism Report, ACE-CREEI, 2018

Terkait kebijakan pengelolaan EBT secara umum, Pemerintah Indonesia telah mencabut 5 regulasi dan 9 perizinan lama, serta menghasilkan 10 Peraturan Menteri ESDM baru guna memudahkan investasi pada subsektor EBTKE. Perbaikan skema regulasi EBT ini diperkirakan ikut mendukung tercapainya penurunan emisi CO_2 melebihi target pada tahun 2018 dengan realisasi sebesar 43,8 juta ton, serta penghematan energi sejak tahun 2015 sampai dengan 2018 yang mencapai 31.011 GWH atau setara dengan 31,8 triliun rupiah.

Selain upaya memenuhi komitmen atau target melalui kebijakan pengembangan EBT pada setiap negara, berdasarkan laporan tahunan ASEAN *Centre for Energy* (ACE) periode 2018, beberapa bentuk kerjasama internasional juga telah dilakukan oleh negara-negara ASEAN dalam upaya memajukan bidang EBT, antara lain:

- USAID *Clean Power Asia Programme* (2016 - 2021).
- ASEAN *German-Energy Programme* (2008 - saat ini).
- ACE-CREEI *Cooperation* (2017 - saat ini).
- Universitas Pertamina *Research Partnership* (2018 - saat ini).
- ASEAN *Cooperative Project on Financing Mechanism Design for Energy Efficiency and Conservation. Projects Implementation* (2013 - saat ini).
- ACE-Korea *Energy Economics Institute Cooperation on Eco-Energy Town* (2018 - saat ini).

Bab 5. Kondisi Ketenagalistrikan

5.1 Harga Listrik

Tarif Tenaga Listrik/TTL (disebut pula Tarif Listrik/TL atau Tarif Dasar listrik/TDL) adalah harga jual listrik yang ditetapkan oleh pemerintah untuk para pelanggan PLN. Peraturan Menteri ESDM Nomor 28 tahun 2016 tentang Tarif Tenaga Listrik yang disediakan oleh PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero) mengatur TTL per golongan pelanggan dan TTL bagi pelanggan listrik prabayar. Permen ini telah mengalami perubahan sebanyak dua kali yaitu melalui Permen ESDM Nomor 18 tahun 2017 tentang Perubahan atas Permen ESDM Nomor 28 tahun 2016 tentang Tarif Tenaga Listrik yang disediakan oleh Perusahaan Listrik Negara dan Permen ESDM Nomor 41 tahun 2017 tentang Perubahan Kedua atas Permen ESDM Nomor 28 tahun 2016 tentang Tarif Tenaga Listrik yang disediakan oleh Perusahaan Listrik Negara. Dalam Permen Nomor 28 Tahun 2016, telah dilakukan penyesuaian tarif tenaga listrik (*tariff adjustment*) untuk 12 golongan tariff (R-1 1.300 VA, R-1 2.200 VA, R-2 3.500 - 5.500VA, R-3, B-2, B-3, I-3, I-4, P-1, P-2, P-3, L). Penyesuaian tariff tenaga listrik tersebut dilaksanakan setiap bulan, yang dilihat dari beberapa faktor yang dapat mempengaruhi Biaya Pokok Penyediaan tenaga listrik yaitu nilai tukar mata uang Dollar Amerika terhadap mata uang Rupiah (kurs), *Indonesian Crude Price* (ICP) dan inflasi. Pemerintah terus berusaha agar TTL yang disediakan mencerminkan BPP dan margin usaha dengan melakukan berbagai upaya, antara lain diversifikasi penggunaan bahan bakar non BBM untuk pembangkit listrik, pemberian subsidi listrik tepat sasaran hanya untuk golongan pelanggan tidak mampu dan meningkatkan efisiensi dalam pengusahaan ketenagalistrikan untuk menurunkan BPP.

Penilaian indikator harga listrik mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu TTL setidaknya mampu mendekati besaran BPP dan margin usaha di bidang ketenagalistrikan serta adanya penerapan TTL per regional yang sesuai dengan harga keekonomian per wilayah usaha ketenagalistrikan. Tabel 65 menunjukkan perkembangan parameter yang mempengaruhi indikator harga listrik tersebut selama periode 2014 - 2018, yaitu BPP rata-rata dan TTL rata-rata secara nasional.

Tabel 66. Data Parameter Indikator Harga Listrik 2014 – 2018.

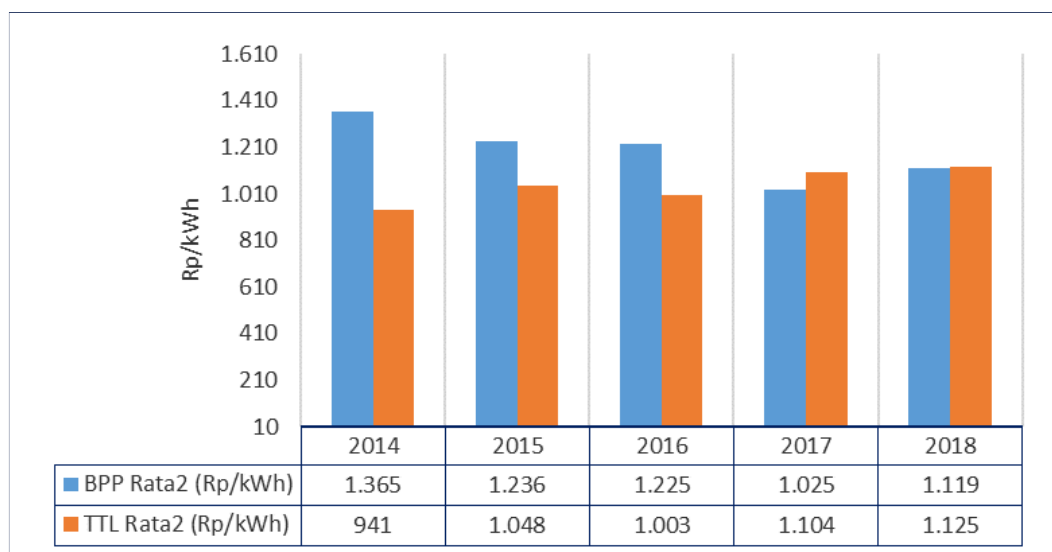
PARAMETER	2014	2015	2016	2017	2018	KEBIJAKAN UMUM
BPP Rata2 (Rp/kWh)	1.365	1.236	1.225	1.025	1.119	- Penerapan *Tariff Adjustment* untuk 12 golongan tarif (R-1 1.300 VA, R-1 2.200 VA, R-2 3.500 - 5.500VA, R-3, B-2, B-3, I-3, I-4, P-1, P-2, P-3, L)
TTL Rata2 (Rp/kWh)	941	1.048	1.003	1.104	1.125	

Subsidi (Rp.Triliun)	99,30	56,55	58,04	45,74	48,10	- Penghapusan subsidi pada 7 golongan tarif (R1 1.300 VA, R1 2.200 VA, R2 3.500 - 5.500VA, I-3, I-4, P1, P2, P3) dan pengurangan subsidi pada golongan 900 VA

Sumber: 1. Paparan ketahanan energi dalam pengusahaan ketenagalistrikan, Juli 2019, Ditjen Ketenagalistrikan
2. Paparan DJK Update Informasi Sub Sektor Ketenagalistrikan, Juli 2019
3. Kepmen ESDM Nomor 1772 K/20/MEM/2018
4. Kepmen ESDM Nomor 55 K/20/MEM/2019

Pada 2017 TTL rata-rata naik 10% menjadi Rp. 1.104 (sekitar 107 % dari BPP rata-rata yang turun menjadi Rp. 1.025). Pada 2018 TTL rata-rata mengalami kenaikan dari tahun 2017 menjadi Rp. 1.125/kWh. Tarif regional hanya berlaku hingga akhir 2016 di wilayah Batam dan Tarakan. Namun pada 2017 tarif di Batam dan Tarakan kembali menggunakan tarif nasional.

Berdasarkan data tersebut di atas dalam 4 tahun terakhir kecenderungan perkembangan TTL rata-rata nasional menunjukkan kondisi semakin membaik menuju harga keekonomian dan semakin mendekati BPP rata-rata nasional sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 62.



	2014	2015	2016	2017	2018
BPP Rata2 (Rp/kWh)	1.365	1.236	1.225	1.025	1.119
TTL Rata2 (Rp/kWh)	941	1.048	1.003	1.104	1.125

Sumber: 1. Paparan ketahanan energi dalam pengusahaan ketenagalistrikan, Juli 2019, Ditjen Ketenagalistrikan
2. Paparan DJK Update Informasi Sub Sektor Ketenagalistrikan, Juli 2019
3. Kepmen ESDM Nomor 1772 K/20/MEM/2018
4. Kepmen ESDM Nomor 55 K/20/MEM/2019

Gambar 63. Perkembangan BPP dan TTL Periode 2014 – 2018.

Pada tahun 2017, realisasi subsidi listrik turun menjadi Rp. 45,74 triliun, subsidi bertambah sekitar Rp. 0,34 triliun dari rencana alokasi subsidi APBN 2017 sebesar Rp. 45,4 triliun. Penyebab bertambahnya subsidi ini adalah adanya penundaan keputusan rencana kenaikan tarif listrik bagi pelanggan 900 VA yang semula akan diberlakukan pada 1 Januari 2016. Penerapan kebijakan Subsidi Listrik Tepat Sasaran (SLTS) tersebut bertujuan untuk menghapus subsidi listrik terhadap sekitar 19 juta

pelanggan golongan tarif 900 VA dari 23,1 juta total pelanggan yang mulai berlaku pada 1 Januari 2017. Berdasarkan data Tim Nasional Percepatan Penanggulangan Kemiskinan (TNPK), hanya terdapat sekitar 4,1 juta pelanggan golongan 900 VA yang merupakan rumah tangga miskin dan UKM yang tetap mendapat subsidi.

Realisasi subsidi listrik pada tahun 2018 meningkat sebesar 5,16% dari Rp. 45,74 triliun menjadi Rp. 48,10 triliun, subsidi bertambah sekitar Rp. 0,4 triliun dari rencana alokasi subsidi pada APBN 2018 sebesar Rp. 47,7 triliun. Kebijakan subsidi listrik pada tahun 2018 melanjutkan kebijakan subsidi listrik pada tahun 2017, dimana subsidi listrik diberikan kepada seluruh pelanggan rumah tangga daya 450 VA, pelanggan rumah tangga 900 VA miskin dan tidak mampu serta kepada 23 golongan pelanggan lainnya (a.l Usaha Mikro, Kecil dan Menengah serta sosial).

Pemerintah melakukan verifikasi terhadap data jumlah pelanggan tersebut dalam pelaksanaan kebijakan SLTS untuk memastikan tidak ada pelanggan yang tidak mampu yang tidak memperoleh subsidi listrik. Selain itu, sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 28 tahun 2016 dan agar tidak memberatkan Pemerintah, penerapan penyesuaian tarif dilakukan secara bertahap terhadap pelanggan rumah tangga golongan 900 VA. Tahap pertama mulai dari Rp. 791/kWh, tahap kedua sebesar Rp. 1.034/kWh dan tahap berikutnya sebesar Rp. 1.352/kWh.

Hasil penilaian indikator harga listrik berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut pada tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai dalam tingkat kondisi tahan (Tabel 66). Selama periode empat tahun tersebut, nilai indikator cenderung menurun pada 2018. Data historis menunjukkan bahwa kondisi perkembangan TTL rata-rata terus meningkat mendekati besaran BPP. Sementara itu penerapan TTL regional tidak menunjukkan perkembangan yang membaik, bahkan mulai 1 Januari 2017 pemberlakuan TTL regional di Tarakan dihapus dan diberlakukan kembali TTL nasional. Hal ini menunjukkan bahwa kebijakan penerapan TTL regional masih sulit terealisasi seiring dengan adanya berbagai kendala dalam pengelolaan listrik yang tidak dapat diselesaikan hanya dengan mengandalkan kemampuan badan usaha bukan PT. PLN (Persero).

Tabel 67. Penilaian Indikator Harga Listrik.

INDIKATOR (Aspek I Nomor 3)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
HARGA LISTRIK	- Tarif Tenaga Listrik (TTL) mencerminkan BPP dan margin usaha - Penerapan harga listrik regional	6,30	6,77	6,57	6,81

5.2 Penyediaan Tenaga Listrik

5.2.1 Infrastruktur, Produksi dan Konsumsi

Penyediaan tenaga listrik adalah pengadaan tenaga listrik mulai dari titik pembangkitan sampai titik pemakaian berdasarkan kondisi kewilayahannya. Sesuai amanat UU Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, pengembangan ketenagalistrikan Indonesia mengacu pada rencana umum ketenagalistrikan yang ditetapkan oleh Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah sesuai kewenangannya. Pemerintah Pusat menetapkan Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) yang memuat antara lain kebijakan ketenagalistrikan nasional, arah pengembangan penyediaan tenaga listrik ke depan, kondisi kelistrikan saat ini, rencana kebutuhan dan penyediaan tenaga listrik untuk kurun waktu dua puluh tahun ke depan dan potensi sumber energi primer di berbagai provinsi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik serta kebutuhan investasinya. Adapun Pemerintah Daerah memiliki kewenangan menetapkan Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah (RUKD) pada wilayah usaha tertentu.

Penyusunan RUKN mengacu pada Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional dan sejalan dengan Rencana Umum Energi Nasional (RUEN). Ketentuan lain berkaitan dengan ketenagalistrikan ditetapkan melalui Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik. Pada tingkat operasional, Pemerintah dan PT. PLN (PERSERO) telah menyusun Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) yang memuat antara lain rencana pengembangan tenaga listrik dan kebutuhan investasi. RUPTL dimutakhirkan setiap tahun dan ditetapkan melalui Keputusan Menteri ESDM.

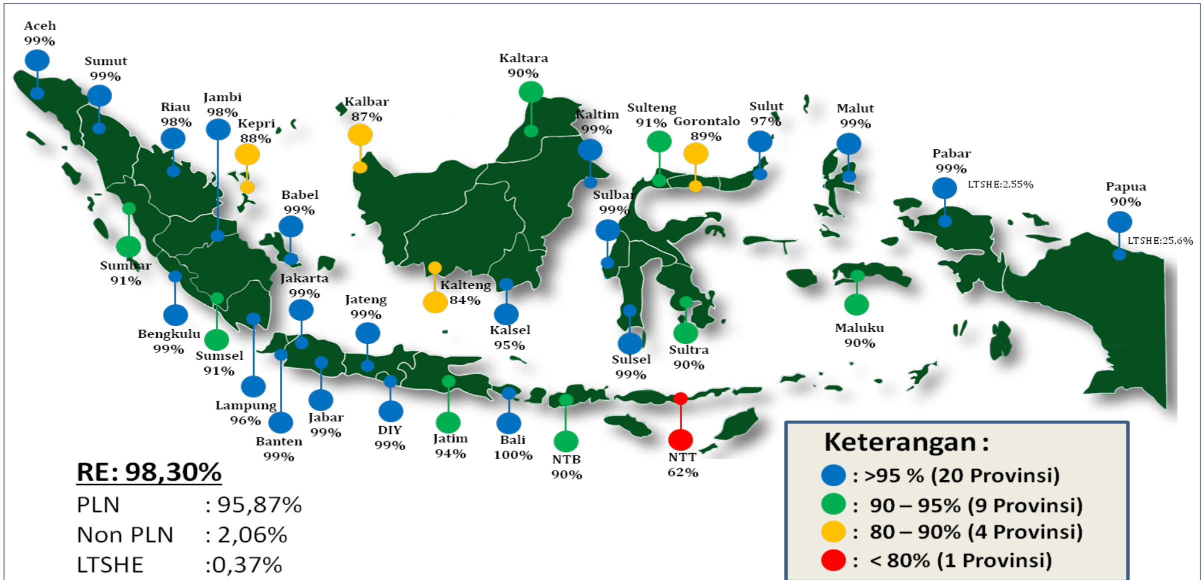
Beberapa wilayah Indonesia hingga akhir 2018 masih belum dapat menikmati tenaga listrik. Hal ini ditunjukkan oleh angka rasio elektrifikasi sebesar 98,30% yang relatif lebih rendah daripada negara lain di kawasan ASEAN yang telah mencapai rasio elektrifikasi di atas 99%. Untuk mengejar ketertinggalan tersebut, Pemerintah dan PT. PLN (PERSERO) berupaya mengatasi seluruh kendala yang menghambat upaya pemenuhan kebutuhan listrik dan memanfaatkan peluang pengembangan usaha di bidang ketenagalistrikan yang juga dapat mendukung peningkatan laju pertumbuhan ekonomi nasional.

Meskipun rasio elektrifikasi rata-rata nasional yang telah dicapai tersebut melebihi target RUEN (Tabel 67), namun rasio elektrifikasi setiap daerah berbeda-beda tergantung tingkat aksesibilitas masyarakat terhadap infrastruktur ketenagalistrikan. Sebagian besar wilayah Indonesia telah mendapatkan akses listrik dengan rasio elektrifikasi lebih dari 90%, namun rasio elektrifikasi pada beberapa wilayah seperti Provinsi Kepulauan Riau, Provinsi Kalimantan Barat, Provinsi Kalimantan Tengah, Provinsi Gorontalo dan Provinsi Nusa Tenggara Timur masih dibawah 90%. Untuk Provinsi Nusa Tenggara Timur masih perlu mendapat perhatian dalam pengembangan infrastruktur ketenagalistrikannya karena rasio elektrifikasinya yang sangat rendah yaitu hanya sebesar 62%. Capaian rasio elektrifikasi per provinsi di seluruh wilayah Indonesia hingga tahun 2018 ditunjukkan pada Gambar 63.

Tabel 68. Perkembangan Rasio Elektrifikasi.

RASIO ELEKTRIFIKASI	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Realisasi (%)	65,1	65,79	67,15	72,95	76,56	80,51	84,35	88,30	91,60	95,35	98,30
Rencana sesuai RUEN (%)	-	-	-	-	-	-	-	87,00	90,00	93,00	95

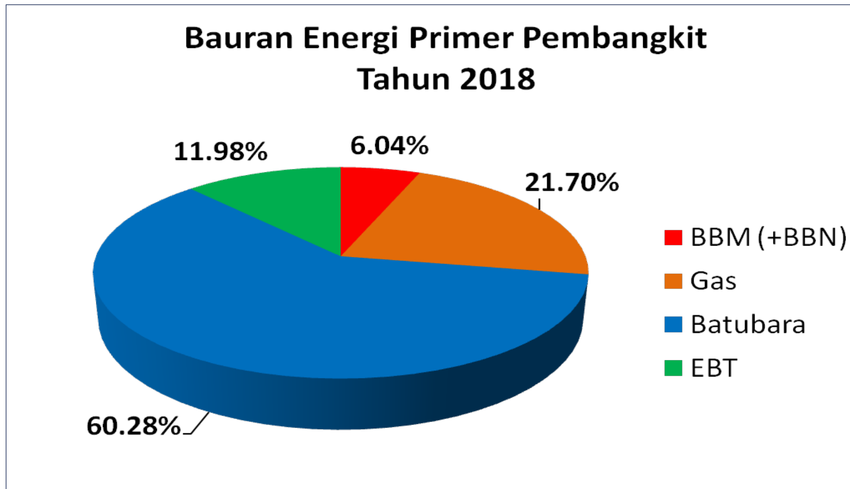
Sumber: 1. KESDM
2. Perpres Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional



Sumber: Paparan Power Development Plant RUPTL 2019 - 2028, Juli 2019, PT. PLN (Persero)

Gambar 64. Peta Rasio Elektrifikasi per Juli 2019.

Total kapasitas terpasang pembangkit listrik Indonesia pada 2018 mencapai 62.904,54 MW. Pembangkit berbahan bakar batubara masih mendominasi dimana pangsa batubara pada bauran energi primer pembangkit sebesar 60,28% disusul gas bumi sebesar 21,7%, Energi Baru Terbarukan (EBT) sebesar 11,98% dan Bahan Bakar Minyak (BBM) ditambah Bahan Bakar Nabati (BBN) sebesar 6,04%. Untuk mengejar target 23% EBT di tahun 2025 dalam KEN dan RUKN, beberapa strategi telah dilakukan oleh Pemerintah yaitu diantaranya mengeluarkan kebijakan kewajiban PLN untuk membeli listrik dari pembangkit EBT pada Permen ESDM Nomor 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik dan pengaturan jual beli listrik pembangkit tenaga surya atap bagi konsumen PLN pada Permen ESDM Nomor 49 Tahun 2018 tentang Penggunaan Sistem Pembangkit Tenaga Surya Atap Oleh Konsumen PT. PLN (Persero). Komposisi bauran energi primer untuk pembangkit listrik ditunjukkan pada Gambar 64.



Sumber: Paparan Realisasi Pencapaian Bauran Energi Primer EBT Pada Pembangkit Listrik, Ditjen Ketenagalistrikan, 2019

Gambar 65. Bauran Energi pada Pembangkit Tenaga Listrik Tahun 2018.

Panjang jaringan transmisi realisasi tahun 2018 mencapai 58.612 kms (statistik PLN 2018), namun belum sepenuhnya terinterkoneksi. Sistem interkoneksi ketenagalistrikan yang telah terbentuk ada 8, yaitu; 1) Sistem Jawa-Bali, 2) Sistem Sumatera, 3) Sistem Kalimantan Barat, 4) Sistem Kalimantan TImur, Kalimantan Selatan dan Tengah, 5) Sistem Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat, 6) Sistem Sulawesi Utara, Sulawesi Tenggara dan Gorontalo, 7) Sistem Lombok (Nusa Tenggara Barat) dan 8) Sistem Timor (Nusa Tenggara Timur). Jaringan transmisi tersebut terdiri dari JTET (Jaringan Tegangan Ekstra Tinggi) sepanjang 5.192,32 kms dan JTT (Jaringan Tegangan Tinggi) sepanjang 53.419,68 kms (Statistik PLN 2018). Disamping itu, total panjang jaringan distribusi realisasi tahun 2018 mencapai 959.038,29 kms yang terdiri dari JTM (Jaringan Tegangan Menengah) 393.375,09 kms dan JTR (Jaringan Tegangan Rendah) sepanjang 565.663,20 kms (Statistik PLN 2018).

Permasalahan yang dihadapi PLN dalam pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan guna memenuhi kebutuhan listrik serupa dengan yang umumnya dihadapi dalam pembangunan infrastruktur lainnya seperti pembebasan lahan, birokrasi perizinan, pendanaan dan kontraktor yang berkualitas/bertanggung jawab. Pemerintah telah mencoba melakukan berbagai upaya yang diharapkan dapat menguraikan dan mengatasi permasalahan tersebut.

Pemerintah telah menjalankan program pembangunan ketenagalistrikan skala besar melalui Program Percepatan (*Fast Track Program*/FTP) 10.000 MW tahap I (2006), dilanjutkan FTP 10.000 MW tahap II (2010), dan Program Pembangunan Pembangkitan 35 GW (2015). Implementasi ketiga program tersebut tidak dapat terlaksana sesuai jadwal terutama karena kendala pengurusan perizinan yang cukup lama, termasuk sulitnya proses pembebasan lahan, serta adanya *bottleneck* dalam pembangunan jaringan transmisi pada beberapa tempat akibat terbatasnya kapasitas penyaluran daya pada jaringan transmisi tersebut. Pada saat ini, proyek pembangkit pada Program Pembangunan Pembangkitan 35 GW yang telah memasuki tahap operasi (COD) yaitu sekitar 3.617

MW, tahap kontruksi sekitar 20.119 MW (57%), telah kontrak (PPA) sekitar 9.515 MW (27%), proses pengadaan sekitar 1.453 MW (4%) dan tahap perencanaan sekitar 734 MW (2%).

Pendekatan dalam penilaian indikator penyediaan tenaga listrik berikut ini mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu pertumbuhan kapasitas pembangkit lebih besar dari kebutuhan, interkoneksi sistem pembangkit dan jaringan, neraca daya tidak defisit dan *reserve margin* sedikitnya 20%, rasio elektrifikasi mendekati 100%, *losses* jaringan dibawah 10% dan kontinuitas pasokan energi primer untuk pembangkit dalam jumlah yang cukup minimal 20 hari konsumsi. Perkembangan kondisi keenergian tersebut selama 3 tahun terakhir dijelaskan berikut ini (Tabel 68).

Tabel 69. Data Parameter untuk Indikator Penyediaan Listrik 2014 – 2018.

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Konsumsi Listrik	GWh	221.296	232.447,11	247.416,06	267.453,99	281.976,21
Pertumbuhan Konsumsi Listrik	%	5,59	5,04	6,4	8,1	5,43
Kapasitas Terpasang	MW	53.065,50	55.528,10	59.656,30	60.789,98	62.904,54
Pertumbuhan Kapasitas Pembangkit	%	4,3	4,6	7,4	1,9	3,48
Pertumbuhan Kapasitas Pembangkit terhadap Pertumbuhan Kebutuhan		0,8	0,9	1,2	0,2	0,6
Daya Mampu Nasional	MW	31.550,95	33.793,90	48.364,62	49.611,39	51.341,66
Beban Puncak Nasional	MW	33.321,15	33.381,08	45.323,22	38.797,15	38.769,93
DM – BP Sistem Nasional	MW	-1.770,2	-412.82	3.014,4	10.814,24	12.571,73
Reserve Margin Sistem Nasional	%	0	0	6,7	27,9	32,9
Daya Mampu Sistem di Jawa	MW	25.476,03	25.554,68	34.373,06	33.673,21	34.977,43
Beban Puncak Sistem di Jawa	MW	23.908,86	24.269,54	33.208,14	25.680,47	27.097,58
DM – BP Sistem di Jawa	MW	1.567,17	1.285,14	1.164.92	7.992,74	7.879,85
Reserve Margin Sistem di Jawa	%	6,6	5,3	3,5	31,1	29,1
Daya Mampu Sistem di Luar Jawa	MW	6.074,92	6.049,22	13.577,40	15.718,18	16.286,63
Beban Puncak Sistem di Luar Jawa	MW	9.412,29	9.111,54	12.115,08	13.116,68	11.672,35
DM – BP Sistem di Luar Jawa	MW	-3.337,37	-3.062,32	1.462,32	2.601,5	4.614,28
Reserve Margin Sistem di Luar	%	0	0	12,1	19.8	39,5

PARAMETER	UNIT	2014	2015	2016	2017	2018
Jawa						
Susut Transmisi	%	2,39	2,35	2,35	2,39	2,32
Susut Distribusi	%	7,52	7,64	7,44	6,53	7,37
Stok Batubara pada PLTU	Hari	18-23	18-23	11-20	11-20	11-20

Sumber: 1. Buku Laporan Kinerja KESDM Tahun 2018
2. Buku Statistik Ketenagalistrikan Ditjen Ketenagalistrikan Tahun 2017
3. Buku statistik PT. PLN (Persero) 2014 – 2018

Pada tahun 2017, penambahan kapasitas pembangkit mengalami penurunan dibandingkan tahun sebelumnya yaitu sebesar 1.133,68 MW atau sekitar 1,9% sedangkan pertumbuhan konsumsi listrik meningkat sebesar 20.037,93 GWh atau sekitar 8,1%, sehingga rasio perbandingan antara pertumbuhan kapasitas pembangkit dengan pertumbuhan konsumsi listrik dapat dihitung yaitu sebesar 0,2. Dari data rasio tersebut dapat disimpulkan bahwa laju pertumbuhan kapasitas pembangkit di tahun 2017 belum dapat memenuhi laju pertumbuhan konsumsi listrik. Rasio elektrifikasi rata-rata secara nasional pada tahun 2017 meningkat menjadi 95,35% dengan susut transmisi sebesar 2,39% dan susut distribusi sebesar 6,53%. Dalam pemenuhan pasokan bahan bakar PLTU ketersediaan cadangan batubara rata-rata sekitar 11 - 20 hari.

Kondisi neraca daya nasional pada tahun 2017 mengalami surplus dengan daya mampu sebesar 49.611,39 MW, beban puncak sebesar 38.797,15 MW dan memiliki cadangan sebesar 10.814,24 MW dengan reserve margin sekitar 27,9%. Cadangan Nasional mengalami peningkatan sebesar 7.799,84 MW atau sekitar 2,5% dari tahun sebelumnya. Untuk Sistem di Jawa mengalami surplus dengan daya mampu sebesar 34.977,43 MW, beban puncak sebesar 27.097,58 MW dan memiliki cadangan sebesar 7.992,74 MW dengan reserve margin sekitar 31,1%. Sedangkan untuk sistem di luar Jawa mengalami surplus dengan daya mampu sebesar 15.718,18 MW, beban puncak sebesar 2.601,5 MW dan memiliki cadangan sebesar 2.601,5 MW.

Untuk tahun 2018, penambahan kapasitas pembangkit mengalami peningkatan dibandingkan tahun sebelumnya yaitu sebesar 2.114,56 MW atau sekitar 3,5% sedangkan pertumbuhan konsumsi listrik meningkat sebesar 14.522,22 GWh atau sekitar 5,4%, sehingga rasio perbandingan antara pertumbuhan kapasitas pembangkit dengan pertumbuhan konsumsi listrik dapat dihitung yaitu sebesar 0,6. Dari data rasio tersebut dapat disimpulkan bahwa laju pertumbuhan kapasitas pembangkit di tahun 2018 masih belum dapat memenuhi laju pertumbuhan konsumsi listrik. Rasio elektrifikasi rata-rata secara nasional meningkat menjadi 98,30% dengan susut transmisi sebesar 2,32% dan susut distribusi sebesar 7,37%. Dalam pemenuhan pasokan bahan bakar PLTU ketersediaan cadangan batubara rata-rata sekitar 11 - 20 hari.

Kondisi Neraca Daya Nasional pada tahun 2018 mengalami surplus dengan daya mampu sebesar 51.341,66 MW, beban puncak sebesar 38.769,93 MW dan memiliki cadangan sebesar 12.571,73 MW dengan reserve margin sekitar 32,9%. Cadangan Nasional mengalami peningkatan sebesar

1.757,49 MW atau sekitar 16,3% dari tahun sebelumnya. Untuk Sistem di Jawa mengalami surplus dengan daya mampu sebesar 34.977,43 MW, beban puncak sebesar 27.097,58 MW dan memiliki cadangan sebesar 7.879,85 MW dengan reserve margin sekitar 29,1%. Sedangkan untuk Sistem di luar Jawa mengalami surplus dengan daya mampu sebesar 16.286,63 MW, beban puncak sebesar 11.672,35 MW dan memiliki cadangan sebesar 4.614,28 MW.

Walaupun neraca daya pada sistem nasional, sistem di Jawa ataupun pada sistem di luar Jawa mengalami surplus, namun dalam realisasinya masih terdapat sistem ketenagalistrikan di luar Jawa yang mengalami defisit. Pada tahun 2018, beberapa sistem ketenagalistrikan yang perlu perhatian (sering mengalami defisit atau sempat mengalami *blackout* pada sistem/subsistem) yaitu sistem Sumatera Bagian Utara (SBU), sistem Barito-Mahakam, sistem Jawa-Bali, sistem Interkoneksi Kalimantan, sistem Sulutgo (Sulawesi Utara-Gorontalo) dan sistem Bima.

Hasil penilaian indikator penyediaan tenaga listrik tahun 2017 - 2018 berdasarkan pendapat penilai ahli (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian menunjukkan nilai dalam tingkat kondisi tahan (Tabel 69). Selama periode dua tahun tersebut nilai indikator cenderung sedikit meningkat. Data historis menunjukkan bahwa kondisi perkembangan penyediaan tenaga listrik terus meningkat seiring dengan peningkatan kebutuhan listrik. Tingkat konsumsi listrik per kapita selama 3 tahun terakhir (2016 - 2018) cenderung meningkat seiring dengan penambahan jumlah penduduk, yakni dari 956 kWh per kapita dengan jumlah penduduk 258,7 juta jiwa pada tahun 2016 menjadi 1.021 kWh per kapita dengan jumlah penduduk 261,8 juta jiwa pada tahun 2017 dan selanjutnya menjadi 1.064 kWh per kapita dengan jumlah penduduk sekitar 265 juta jiwa pada tahun 2018.

Tabel 70. Indikator Penyediaan Tenaga Listrik.

INDIKATOR (Aspek II Nomor 6)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK	- Pertumbuhan kapasitas pembangkit lebih besar dari kebutuhan - Interkoneksi sistem pembangkit dan jaringan - Neraca daya tidak defisit dan reserve margin sedikitnya 20% - Rasio Elektrifikasi 100%, losses jaringan < 10% - Stok sumber energi primer pada pembangkit minimal 20 hari konsumsi pembangkit	6,27	6,48	6,53	6,70

5.2.2 Pelayanan Listrik

Indonesia tidak memiliki *independent electricity regulator*. Berdasarkan Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 Tentang Ketenagalistrikan, Kementerian ESDM dan Pemerintah Daerah bertanggung jawab sebagai regulator dalam penyediaan tenaga listrik. PT. PLN (Persero) selaku BUMN berperan sebagai *single Transmission System Operator* (TSO) dan single *Distribution System Operator* (DSO), yang bertanggung jawab untuk kestabilan pasokan tenaga listrik. PLN wajib mengambil langkah-langkah yang diperlukan untuk memastikan keamanan, keandalan, efisiensi transmisi dan distribusi serta kualitas pasokan listrik. Hal ini juga mencakup ketentuan sumber daya manajemen *emergency* dan implementasi manajemen tanggap darurat yang tepat, termasuk *over/under frequency load shedding* dan rencana pemulihan.

Untuk peraturan pada level operasional, Pemerintah telah menetapkan serangkaian standar dan prosedur untuk menjamin *safety*, keandalan dan efisiensi operasi dan pengembangan sistem ketenagalistrikan yang diatur dalam Peraturan Menteri ESDM mengenai aturan jaringan (*grid code*). Saat ini, aturan tersebut telah diberlakukan pada sistem Jawa-Madura-Bali, sistem Sumatera, dan sistem Sulawesi. Sedangkan wilayah lainnya akan segera ditetapkan.

Selain itu juga, dengan meningkatnya kebutuhan listrik perlu didukung dengan usaha peningkatan kualitas penyalurannya terhadap para pelanggan, yaitu pelayanan teknis yang mampu menyalurkan listrik dengan daya yang mencukupi dan handal. Faktor yang sangat mempengaruhi dari kualitas listrik yang dipakai adalah kestabilan tegangan, frekuensi, kontinuitas pelayanan dan faktor daya. Namun, dari beberapa faktor tersebut yang sangat dirasakan oleh pelanggan adalah kontinuitas pelayanan listrik. Karena banyak keluhan dari para pelanggan mengenai sering terjadi pemadaman listrik dalam waktu yang lama. Sehingga para pelanggan listrik baik pelanggan besar maupun pelanggan kecil akan merasakan akibatnya.

Keandalan adalah kontinuitas pelayanan terhadap pelanggan. Untuk mengukur tingkat keandalan pelayanan listrik kepada pelanggan, PT. PLN (Persero) menerapkan *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) dan *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI). Definisi SAIDI adalah durasi rata-rata interupsi per konsumen sepanjang tahun (jam/pelanggan). Sedangkan SAIFI adalah rata-rata jumlah interupsi per konsumen sepanjang tahun (kali/pelanggan). Semakin kecil nilai SAIDI maupun SAIFI, menunjukkan bahwa angka kegagalan penyaluran (pemadaman) yang semakin sedikit, atau dengan kata lain keandalan pasokan listrik yang semakin baik.

Pada bagian berikut ini, dalam penilaian indikator pelayanan listrik dengan pendekatan mempertimbangkan kondisi parameter yang mempengaruhinya, yaitu terjadi SAIDI tidak lebih dari 4 jam per pelanggan per tahun dan terjadi SAIFI paling banyak 3 kali per pelanggan per tahun. Perkembangan kondisi keenergian tersebut selama 5 tahun terakhir dijelaskan berikut ini (Tabel 70).

Tabel 71. Data Parameter untuk Indikator Pelayanan Listrik.

WILAYAH	2014		2015		2016		2017		2018	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Luar Jawa	6,41	6,65	8,39	10.05	27,91	18,03	31,99	20,51	26,36	15,70
Jawa	5,45	4,94	3,47	3,53	24,10	13,31	11,53	7,81	9,46	6,27
Indonesia	5,81	5,58	5,31	5,97	25,23	15,09	19,33	12,65	15,97	9,9

Sumber: 1. Buku Statistik PLN 2014 – 2018
2. RUPTL PLN 2019 – 2028

Pada tahun 2017, indeks SAIDI nasional mengalami penurunan dari tahun sebelumnya sebesar 23,4% yaitu menjadi 19,33 jam per pelanggan dan indeks SAIFI nasional mengalami penurunan sebesar 16,2% yaitu menjadi 15,09 kali per pelanggan, dengan indeks SAIDI dan SAIFI di wilayah luar Jawa lebih tinggi daripada di Jawa. Untuk tahun 2018, indeks SAIDI nasional mengalami penurunan dari tahun sebelumnya sebesar 17,4% yaitu menjadi 15,97 jam per pelanggan dan indeks SAIFI nasional mengalami penurunan sebesar 21.7% menjadi 9,9, dimana indeks SAIDI dan SAIFI di wilayah luar Jawa masih tetap lebih tinggi daripada di Jawa.

Hasil penilaian indikator pelayanan listrik berdasarkan pendapat penilai (*expert judgement*) dengan mempertimbangkan data kondisi parameter keenergian tersebut, masing-masing tahun 2015 - 2018 menunjukkan nilai dalam tingkat kondisi tahan (Tabel 71). Selama periode lima tahun, tren nilai indikator mengalami kenaikan dari tahun 2017 ke tahun 2018 karena walaupun terjadi kenaikan SAIDI dan SAIDI nasional secara signifikan dari tahun 2015 ke tahun 2016, namun kemudian perlahan cenderung mengalami penurunan di tahun 2018. Berdasarkan data historis juga dapat menunjukkan bahwa kondisi perkembangan pelayanan listrik di wilayah Jawa cenderung membaik walaupun tidak signifikan seiring dengan peningkatan jumlah pelanggan listrik. Namun demikian, perkembangan pelayanan listrik di wilayah luar Jawa cenderung tidak membaik. Nilai indeks SAIDI dan SAIFI menunjukkan gangguan lamanya dan frekuensi pemadaman masih sering terjadi khususnya beberapa wilayah dengan sistem terpisah (*isolated*).

Tabel 72. Indikator Pelayanan Listrik.

INDIKATOR (Aspek II Nomor 7)	KONDISI PARAMETER YANG DIHARAPKAN	PENILAIAN INDIKATOR			
		2015	2016	2017	2018
PELAYANAN LISTRIK	- SAIDI 4 jam per pelanggan per tahun - SAIFI 3 kali per pelanggan per tahun	5,93	6,03	6,17	5,89

Hingga saat ini, Pemerintah dan PLN terus berusaha meningkatkan mutu pelayanan listrik. Salah satunya, PLN memberi kompensasi bagi pelanggan yang mendapat gangguan listrik. Besaran kompensasi sekitar 20% dari biaya beban minimum. Kompensasi sekian rupiah tersebut lalu dikonversi menjadi KWh untuk pelanggan prabayar sedangkan pelanggan pasca bayar diperhitungkan di tagihan listrik.

Bab 6. Hasil Penilaian dan Rekomendasi

6.1 Hasil Penilaian

Bab ini merupakan bagian yang menjelaskan secara kuantitatif keseluruhan nilai indikator ketahanan energi yang telah diuraikan pada bab-bab sebelumnya. Nilai keduapuluh indikator tersebut diperoleh berdasarkan hasil pengolahan data kuesioner penilaian indikator ketahanan energi periode 2015-2018 dari 46 responden. Sehingga diperoleh nilai ketahanan energi Indonesia dalam 3 tahun masing-masing 6,16 (tahun 2015), 6,38 (tahun 2016), 6,40 (tahun 2017) dan 6,44 (tahun 2018). Ketiga nilai tersebut menunjukkan bahwa tren tingkat ketahanan energi Indonesia cenderung meningkat dan berada pada tingkat kondisi tahan. Nilai ketahanan energi tersebut menunjukkan bahwa kondisi terjaminnya ketersediaan energi dan akses masyarakat terhadap energi pada harga yang terjangkau dengan tetap memperhatikan perlindungan terhadap lingkungan hidup membaik dalam 2 tahun terakhir. Kondisi tersebut dapat digambarkan berupa implementasi dan dukungan berbagai kebijakan dan regulasi teknis sektor ESDM dan lintas sektor yang mulai komprehensif dan terintegrasi, program Pemerintah yang tepat sasaran terealisasi hampir mencapai target, dan kondisi ketahanan energi saat ini cukup baik dan diperkirakan *sustainable* dalam jangka menengah (<10 tahun).

Secara garis besar, nilai keempat aspek ketahanan energi dan indikatornya masing-masing selama 3 tahun terakhir menunjukkan tren meningkat dan berada pada tingkat kondisi tahan (Tabel 65). Namun, ada beberapa nilai aspek dan indikator yang sedikit menurun pada 2018. Nilai aspek *acceptability* sedikit menurun dari 6,52 menjadi 6,48. Penurunan nilai tersebut dipengaruhi oleh turunnya nilai indikator Peranan Energi Baru Terbarukan dari 5,95 menjadi 5,59. Hal ini dipengaruhi oleh penurunan bauran EBT pada bauran energi primer. Untuk nilai aspek *availability* memperoleh tren nilai meningkat dan tingkat kondisi kurang tahan. Sebagian besar nilai indikator pada aspek tersebut menurun di 2018 dan berada di tingkat kondisi kurang tahan, meliputi cadangan BBM dan LPG nasional, cadangan penyangga energi, cadangan dan sumber daya migas, impor BBM dan LPG, dan impor minyak bumi. Sehingga nilai dari aspek *availability* walaupun tren nilainya sedikit meningkat berada pada tingkat kondisi kurang tahan. Sementara itu, pada aspek *acceptability* terdapat indikator peran energi baru terbarukan yang memperoleh tren nilai meningkat namun berada di tingkat kondisi kurang tahan.

Pada Gambar 61 menunjukkan nilai ketahanan energi dipengaruhi oleh nilai rata-rata dari keempat aspek atau nilai rata-rata dari keduapuluh indikator yang terbagi ke dalam empat kelompok aspek, dengan rincian sebagai berikut:

1. Hasil penilaian aspek *affordability* paling berpengaruh terhadap nilai ketahanan energi tersebut, karena selain memiliki bobot tertinggi (46,7%) juga memperoleh nilai tertinggi (berada pada tingkat kondisi tahan) dibanding aspek lainnya dalam 3 tahun masing-masing, yaitu 6,48 (tahun

2015), 6,79 (tahun 2016), 6,77 (tahun 2017) dan 6,84 (tahun 2018). Nilai aspek tersebut menunjukkan bahwa kondisi keterjangkauan konsumen terhadap harga energi cenderung membaik dalam 3 tahun terakhir, yang dapat digambarkan berupa implementasi dan dukungan berbagai kebijakan dan regulasi teknis sektor ESDM dan lintas sektor terkait harga energi dan subsidi energi yang mulai komprehensif dan terintegrasi, program Pemerintah terkait harga energi yang mencerminkan nilai keekonomian dan penyaluran subsidi energi yang tepat sasaran terealisasi hampir mencapai target, dan kondisi keterjangkauan konsumen terhadap harga energi saat ini cukup baik dan diperkirakan *sustainable* dalam jangka menengah (<10 tahun).

Kondisi tersebut dapat tercermin dari nilai keempat indikator yang mempengaruhi nilai aspek berada pada tingkat kondisi tahan dalam 3 tahun atau masing-masing hampir mencapai kondisi yang diharapkan, yaitu perkembangan produktivitas energi (6,66 tahun 2015, 6,88 tahun 2016, 6,98 tahun 2017 dan 6,93 tahun 2018), harga BBM dan LPG (6,25 tahun 2015, 6,67 tahun 2016, 6,56 tahun 2017 dan 6,72 tahun 2018), harga listrik (6,30 tahun 2015, 6,77 tahun 2016, 6,57 tahun 2017, 6,81 tahun 2018), dan harga gas bumi (6,44 tahun 2015, 6,57 tahun 2016, 6,60 tahun 2017, dan 6,60 tahun 2018).

2. Hasil penilaian aspek *accessibility* juga cukup berpengaruh terhadap nilai ketahanan energi tersebut, karena selain memiliki bobot sekitar 27,7% juga memperoleh nilai yang cenderung meningkat berada pada tingkat kondisi tahan dalam 2 tahun terakhir walaupun nilai di 2015 menunjukkan nilai berada pada tingkat kondisi kurang tahan, yaitu masing-masing 5,94 (tahun 2015), 6,09 (tahun 2016), 6,15 (tahun 2017), 6,17 (tahun 2018). Nilai aspek tersebut menunjukkan bahwa kemampuan akses energi dan sumber energi secara handal dan sesuai kebutuhan ke depan membaik dalam 3 tahun terakhir.

   Perbaikan dapat digambarkan berupa perkembangan implementasi dan dukungan berbagai kebijakan dan regulasi teknis sektor ESDM dan lintas sektor terkait percepatan pembangunan infrastruktur dan pelayanan distribusi energi yang mulai komprehensif dan terintegrasi, program Pemerintah terkait dukungan investasi, pemerataan dan kemudahan perizinan untuk pembangunan infrastruktur di beberapa wilayah dan pelayanan distribusi energi yang semakin andal terealisasi hampir mencapai target, dan kondisi kemampuan akses energi dan sumber energi secara andal dan sesuai kebutuhan ke depan cukup baik dan diperkirakan *sustainable* dalam jangka menengah (<10 tahun).

   Pada awalnya, kondisi aspek tersebut dapat tercermin dari nilai keempat indikator yang mempengaruhi nilai aspek berada pada tingkat kondisi kurang tahan dan hanya 1 indikator yang berada pada kondisi tahan. Kemudian 2 tahun berikutnya, kondisi aspek yang dipengaruhi nilai kelima indikator tersebut meningkat menjadi berada pada tingkat kondisi tahan atau hampir mencapai kondisi yang diharapkan. Nilai indikator tersebut masing-masing, yaitu perkembangan infrastruktur penyediaan BBM dan LPG (5,77 tahun 2015, 5,94 tahun 2016, 5,95 tahun 2017, 5,95 tahun 2018), infrastruktur penyediaan listrik (6,27 tahun 2015, 6,48 tahun 2016, 6,53 tahun 2017, 6,70 tahun 2018), pelayanan listrik (5,93 tahun 2015, 6,03 tahun 2016, 6,17 tahun 2017, 5,89 tahun 2018), penyediaan gas bumi (5,38 tahun 2015, 5,83 tahun 2016, 6,06 tahun 2017, 6,32 tahun 2018),

dan pelayanan distribusi gas bumi (5,70 tahun 2015, 5,84 tahun 2016, 5,86 tahun 2017, 5,86 tahun 2018). Dari kelima indikator tersebut, indikator pelayanan distribusi gas bumi memperoleh nilai terendah berada pada tingkat kondisi kurang tahan walaupun trennya sedikit meningkat atau belum mencapai kondisi yang diharapkan. Selain itu, terjadi penurunan pada indikator pelayanan listrik yang diakibatkan nilai SAIDI SAIFI yang melonjak drastis akibat perubahan metode perhitungan yang menjadi lebih akurat

3. Hasil penilaian aspek *availability* juga cukup berpengaruh terhadap nilai ketahanan energi tersebut, karena selain memiliki bobot sekitar 16% juga memperoleh nilai yang sedikit meningkat namun berada pada tingkat kondisi kurang tahan dalam 3 tahun terakhir, yaitu masing-masing 5,58 (tahun 2015), 5,64 (tahun 2016), 5,70 (tahun 2017), 5,70 (tahun 2018). Nilai aspek tersebut menunjukkan bahwa kondisi ketersediaan energi dan sumber energi yang cukup di dalam negeri masih perlu ditingkatkan lagi. Kondisi tersebut dapat digambarkan berupa implementasi dan dukungan berbagai kebijakan dan regulasi teknis sektor ESDM dan lintas sektor terkait penyediaan cadangan energi, tata kelola cadangan dan sumber daya energi, pengadaan impor, diversifikasi dan intensifikasi energi serta penerapan DMO energi yang belum komprehensif dan terintegrasi, program Pemerintah terkait peningkatan cadangan operasional, pengelolaan cadangan dan sumber daya energi yang berkelanjutan, penurunan tingkat ketergantungan impor BBM dan LPG, diversifikasi energi dalam bauran energi, intensifikasi energi, dan penerapan DMO terealisasi namun tidak mencapai target. Kondisi ketersediaan energi dan sumber energi yang cukup di dalam negeri saat ini cukup aman namun perlu mendapat perhatian khusus (*early warning*) terhadap potensi kerentanan dalam jangka menengah (< 10 tahun) seiring dengan semakin tingginya tingkat ketergantungan impor minyak dan LPG dan tingkat kerawanan geopolitik negara sumber impor energi tersebut.

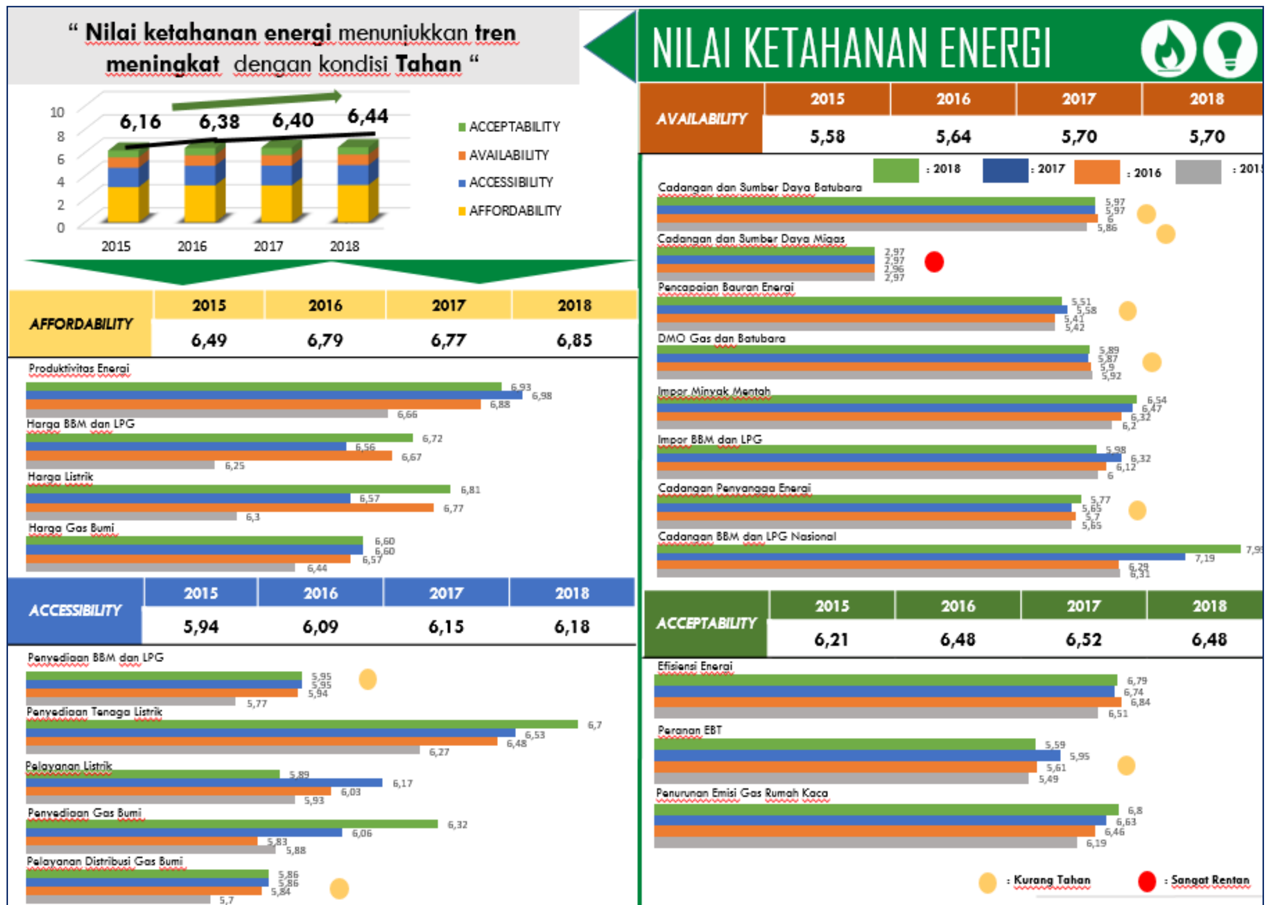
   Kondisi aspek tersebut dapat tercermin dari nilai keempat indikator yang mempengaruhi nilai aspek berada pada tingkat kondisi kurang tahan atau belum mencapai kondisi yang diharapkan. Bahkan ada 1 indikator berada pada tingkat kondisi rentan atau tidak mencapai kondisi yang diharapkan. Sementara itu, hanya 3 indikator yang berada pada kondisi tahan atau hampir mencapai kondisi yang diharapkan. Nilai indikator tersebut masing-masing, yaitu perkembangan cadangan BBM dan LPG (5,86 tahun 2015, 6,00 tahun 2016, 5,97 tahun 2017 dan 5,97 tahun 2018), cadangan penyangga energi (2,97 tahun 2015, 2,96 tahun 2016, 2,97 tahun 2017 dan 2,97 tahun 2018), impor BBM dan LPG (5,42 tahun 2015, 5,41 tahun 2016, 5,58 tahun 2017 dan 5,51 tahun 2018), impor minyak bumi (5,92 tahun 2015, 5,90 tahun 2016, 5,87 tahun 2017 dan 5,89 tahun 2018), DMO gas bumi dan batubara (6,20 tahun 2015, 6,32 tahun 2016, 6,47 tahun 2017 dan 6,54 tahun 2018), pencapaian bauran energi (6,00 tahun 2015, 6,12 tahun 2016, 6,32 tahun 2017 dan 5,98 tahun 2018), cadangan dan sumber daya migas (5,65 tahun 2015, 5,70 tahun 2016, 5,65 tahun 2017 dan 5,77 tahun 2018) serta cadangan dan sumber daya batubara (6,31 tahun 2015, 6,29 tahun 2016, 7,19 tahun 2017 dan 7,95 tahun 2018). Indikator pencapaian bauran energi perlu diperhatikan karena persentase minyak bumi yang ditargetkan menurun malah mengalami peningkatan pada tahun 2017.

4. Hasil penilaian aspek *acceptability* paling kecil pengaruhnya terhadap nilai ketahanan energi tersebut, karena memiliki bobot terendah (9,6%). Dalam 4 tahun, aspek tersebut memperoleh nilai berada pada tingkat kondisi tahan atau hampir mencapai kondisi yang diharapkan, yaitu masing-masing 6,21 (tahun 2015), 6,48 (tahun 2016), 6,52 (tahun 2017) dan 6,48 (tahun 2018). Nilai aspek tersebut menunjukkan bahwa penerimaan masyarakat terhadap energi yang ramah lingkungan meningkat dari tahun 2015 dan cukup stabil dalam 3 tahun terakhir, yang dapat digambarkan berupa implementasi dan dukungan berbagai kebijakan dan regulasi teknis sektor ESDM dan lintas sektor terkait konservasi energi, peningkatan pemanfaatan EBT dalam bauran energi dan penurunan emisi GRK yang mulai komprehensif dan terintegrasi, program Pemerintah terkait efisiensi energi terutama sektor pengguna energi terbesar (>6.000 TOE), pembangunan infrastruktur penyediaan EBT, pengelolaan cadangan dan sumber daya EBT, dan penurunan intensitas emisi GRK terealisasi hampir mencapai target dan kondisi penerimaan masyarakat terhadap energi yang ramah lingkungan saat ini cukup baik dan diperkirakan *sustainable* dalam jangka menengah (<10 tahun).

   Kondisi tersebut dapat tercermin dari nilai kedua indikator yang mempengaruhi nilai aspek berada pada tingkat kondisi tahan dalam 4 tahun atau hampir mencapai kondisi yang diharapkan. Sementara itu, terdapat 1 indikator berada dalam tingkat kondisi kurang tahan atau belum mencapai kondisi yang diharapkan. Nilai ketiga indikator tersebut, yaitu masing-masing perkembangan efisiensi energi (6,51 tahun 2015, 6,84 tahun 2016, 6,74 tahun 2017 dan 6,79 tahun 2018), peranan EBT dalam bauran energi nasional (5,49 tahun 2015, 5,61 tahun 2016, 5,95 tahun 2017 dan 5,59 tahun 2018), dan penurunan emisi GRK (6,19 tahun 2015, 6,46 tahun 2016, 6,63 tahun 2017 dan 6,80 tahun 2018). Pemanfaatan EBT perlu ditingkatkan kembali untuk mencapai target KEN 23% pada tahun 2025.

Tabel 73. Nilai Ketahanan Energi Indonesia.

NO	ASPEK/INDIKATOR	NILAI INDIKATOR				BOBOT	NILAI X BOBOT				NILAI ASPEK			
		2015	2016	2017	2018		2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
I	*Affordabilty*					0,467	3,027	3,169	3,163	3,193	6,48	6,79	6,77	6,84
1	Produktivitas Energi	6,66	6,88	6,98	6,93	0,218	1,453	1,499	1,521	1,512				
2	Harga BBM dan LPG	6,25	6,67	6,56	6,72	0,130	0,813	0,867	0,853	0,874				
3	Harga Listrik	6,30	6,77	6,57	6,81	0,075	0,472	0,507	0,492	0,511				
4	Harga Gas Bumi	6,44	6,57	6,60	6,60	0,045	0,290	0,296	0,297	0,297				
II	*Accessibility*					0,277	1,645	1,687	1,704	1,709	5,94	6,09	6,15	6,17
5	Penyediaan BBM dan LPG	5,77	5,94	5,95	5,95	0,118	0,681	0,701	0,702	0,702				
6	Penyediaan Tenaga Listrik	6,27	6,48	6,53	6,70	0,076	0,476	0,492	0,496	0,509				
7	Pelayanan Listrik	5,93	6,03	6,17	5,89	0,048	0,285	0,290	0,296	0,283				
8	Penyediaan Gas Bumi	5,88	5,83	6,06	6,32	0,021	0,124	0,122	0,127	0,133				
9	Pelayanan Distribusi Gas Bumi	5,70	5,84	5,86	5,86	0,014	0,080	0,082	0,082	0,082				
III	*Availability*					0,160	0,893	0,902	0,912	0,911	5,58	5,64	5,70	5,70
10	Cadangan BBM dan LPG Nasional	5,86	6,00	5,97	5,97	0,051	0,299	0,306	0,304	0,304				
11	Cadangan Penyangga Energi	2,97	2,96	2,97	2,97	0,010	0,030	0,030	0,030	0,030				
12	Impor BBM dan LPG	5,42	5,41	5,58	5,51	0,041	0,222	0,222	0,229	0,226				
13	Impor Minyak Bumi	5,92	5,90	5,87	5,89	0,029	0,172	0,171	0,170	0,171				
14	DMO Gas dan Batubara	6,20	6,32	6,47	6,54	0,014	0,087	0,088	0,091	0,092				
15	Pencapaian Bauran Energi	6,00	6,12	6,32	5,98	0,007	0,042	0,043	0,044	0,042				
16	Cadangan dan Sumber Daya Migas	5,65	5,70	5,65	5,77	0,004	0,023	0,023	0,023	0,023				
17	Cadangan dan Sumber Daya Batubara	6,31	6,29	7,19	7,95	0,003	0,019	0,019	0,022	0,024				
IV	*Acceptability*					0,096	0,596	0,622	0,626	0,622	6,21	6,48	6,52	6,48
18	Efisiensi Energi	6,51	6,84	6,74	6,79	0,061	0,397	0,418	0,411	0,414				
19	Peranan EBT	5,49	5,61	5,95	5,59	0,025	0,137	0,140	0,149	0,140				
20	Penurunan Emisi GRK	6,19	6,46	6,63	6,80	0,010	0,062	0,065	0,066	0,068				
NILAI KETAHANAN INDONESIA							6,16	6,38	6,40	6,44				



Gambar 66. Rekapitulasi Nilai Ketahanan Energi Indonesia.

6.2 Rekomendasi

Hasil penilaian indikator ketahanan energi Indonesia diharapkan dapat menjadi masukan dalam mengidentifikasi penyebab berbagai permasalahan yang menghambat penyediaan energi nasional dan merumuskan langkah-langkah penyelesaian yang diperlukan guna perbaikan terjaminnya ketahanan energi Indonesia. Beberapa rekomendasi yang dapat diperoleh bila ditinjau dari hasil penilaian terhadap keempat aspek ketahanan energi, antara lain:

1. Kondisi aspek *affordability* menggambarkan bahwa keterjangkauan konsumen terhadap harga energi membaik dalam 2 tahun terakhir. Perkembangan produktivitas energi, harga BBM dan LPG, harga listrik dan harga gas bumi hampir mencapai kondisi yang diharapkan. Upaya-upaya yang diperlukan untuk peningkatan, berupa:
   - Dengan semakin terbatasnya pasokan penyediaan energi terutama energi fosil untuk pemenuhan kebutuhan energi yang terus meningkat, penerapan *demand side management* dalam rangka meningkatkan efiensi energi perlu dilakukan lebih intensif dan konsisten secara

bertahap melalui penurunan elastisitas hingga kurang satu (<1) dan penurunan tingkat intensitas energi final sekitar 1% persen per tahun seiring dengan kenaikan PDB.

- Penyesuaian harga energi diupayakan berdasarkan harga keekonomian untuk keberlangsungan usaha produsen. Sedangkan bagi masyarakat, harga energi berkeadilan yang mempertimbangkan *willingness to pay* konsumen. Pemanfaatan energi dengan harga yang terjangkau lebih diprioritaskan untuk meningkatkan nilai tambah sektor yang produktif sehingga lebih meningkatkan ekonomi masyarakat.
- Pemerintah perlu terus meng-adjustment mekanisme subsidi energi yang lebih tepat sasaran dan berkeadilan terutama hanya untuk masyarakat yang tidak mampu. Hal ini mengingat bahwa dana penghematan subsidi energi dapat digunakan untuk pembangunan infrastruktur energi selain untuk sektor pendidikan dan kesehatan.

2. Kondisi aspek *accessibility* menunjukkan bahwa kemampuan akses energi dan sumber energi secara handal dan sesuai kebutuhan ke depan membaik dalam 2 tahun terakhir. Perkembangan infrastruktur penyediaan BBM, LPG, tenaga listrik, dan gas bumi, pelayanan listrik, dan pelayanan distribusi gas bumi untuk mendukung akses penggunaan energi bagi masyarakat, hampir mencapai kondisi yang diharapkan. Upaya-upaya yang diperlukan untuk peningkatan, berupa:

   - Optimalisasi kemampuan dan kapasitas infrastruktur produksi energi domestik dan penyalurannya hingga mencapai target, terutama dukungan dana investasi dan kemudahan perizinan. Sehingga produksi domestik semakin meningkat dan mengurangi ketergantungan terhadap impor untuk meningkatkan ketahanan energi Indonesia dan kemandirian nasional.

3. Kondisi aspek *availability* menggambarkan bahwa ketersediaan energi dan sumber energi yang cukup di dalam negeri cukup membaik dalam 2 tahun terakhir. Perkembangan cadangan BBM dan LPG, cadangan penyangga energi, impor BBM dan LPG, impor minyak bumi, DMO gas dan batubara, pencapaian bauran energi, cadangan dan sumber daya migas dan cadangan dan sumber daya batubara menuju kondisi yang diharapkan. Upaya-upaya yang diperlukan untuk peningkatan, berupa:

   - Percepatan program diversifikasi dan intensifikasi untuk meningkatkan ketersediaan sumber energi dalam negeri malalui peningkatan eksplorasi, produksi energi dan sumber energi dari dalam negeri dan/atau sumber luar negeri.
   - Pengurangan ekspor energi fosil secara bertahap terutama gas bumi dan batubara untuk pemenuhan kebutuhan domestik terutama sektor industri dan pembangkit listrik.
   - Percepatan program prioritas penyediaan energi bagi masyarakat yang belum memiliki akses terhadap energi dengan mengutamakan sumber daya energi setempat.
   - Menjamin ketahanan energi Indonesia dengan meningkatkan cadangan energi nasional untuk keberlanjutan pemenuhan kebutuhan masyarakat hingga ke depan.
   - Penurunan penggunaan Minyak Bumi dan produknya mengingat produksi dalam negeri semakin menurun dan impor semakin meningkat.
   - Substitusi penggunaan LPG menjadi kompor listrik untuk mengurangi konsumsi LPG yang impornya telah mencapai 75%

4. Kondisi aspek *acceptability* menunjukkan bahwa penerimaan masyarakat terhadap energi yang ramah lingkungan kurang menggembirakan dalam 2 tahun terakhir. Perkembangan efisiensi energi, peranan EBT dan emisi gas rumah kaca (GRK), hampir mencapai kondisi yang diharapkan. Upaya-upaya yang diperlukan untuk peningkatan, berupa:

   – Percepatan program prioritas pemanfaatan energi baru terbarukan di setiap sektor terutama sektor transportasi, komersial, dan pembangkit listrik untuk meningkatkan penggunaan energi baru dalam bauran energi.
   – Percepatan program pabrikasi dan penggunaan teknologi yang efisien dan ramah lingkungan terutama di sektor pembangkit listrik dan industri untuk meningkatkan kemandirian energi.

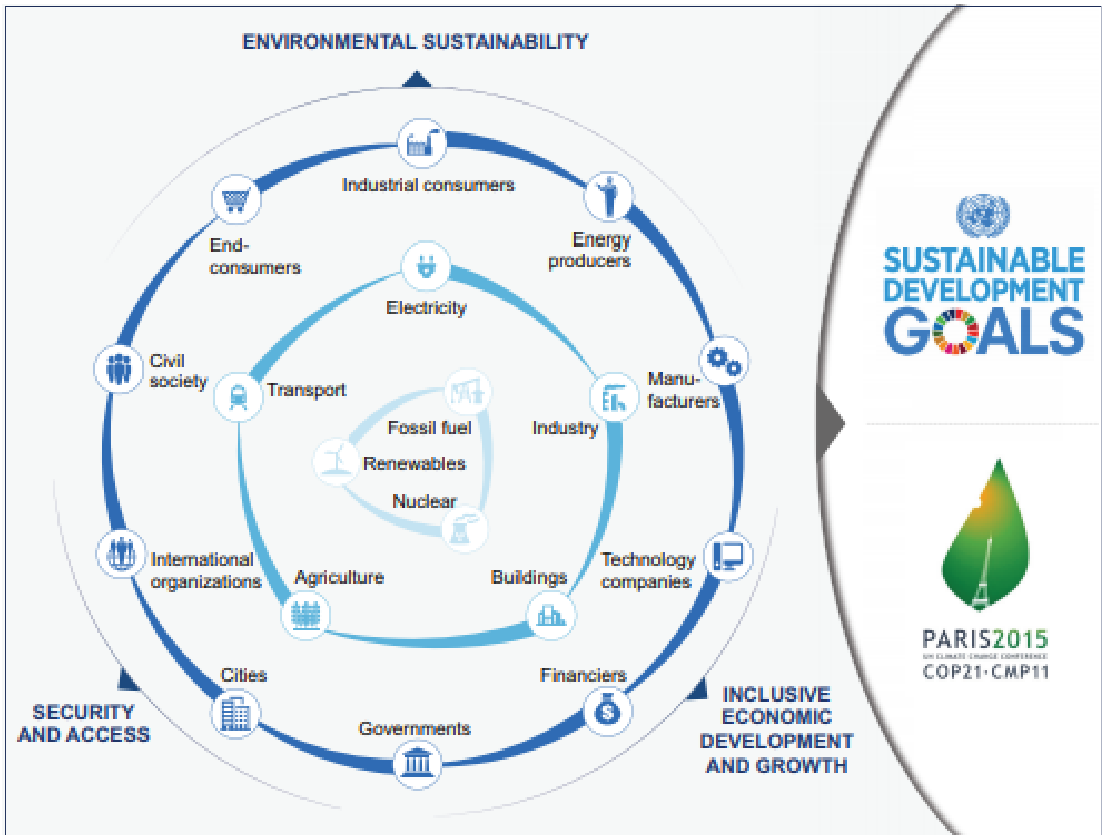
BAB 7. Referensi Ketahanan Energi Indonesia

Selain melakukan penilaian Ketahanan Energi Indonesia, dalam BAB ini akan menjelaskan posisi Indonesia dibandingkan dengan negara-negara lain atau sekitar Indonesia dengan melihat penilaian ketahanan *energi/energy security/energy sustainability* yang telah dilakukan oleh lembaga Internasional. Tujuan pembandingan ini adalah untuk melihat kondisi keenergian global dan perbaikan apa yang perlu dilakukan agar bisa mengejar ketertinggalan dari negara lain.

Energy Transition Index (ETI) – World Economic Forum (WEF)

Penyusunan Energy Transition index dilakukan oleh organisasi WEF untuk melihan enegi di masa depan. Sebelumnya hingga periode hingga 2017 dalam penilaian kondisi keenergian WEF menggunakan "*Global Energy Architecture Performance Index* (EAPI)". ETI sendiri merupakan *upgrade* dari EAPI dengan menambahkan elemen suatu negara dalam transisi energi.

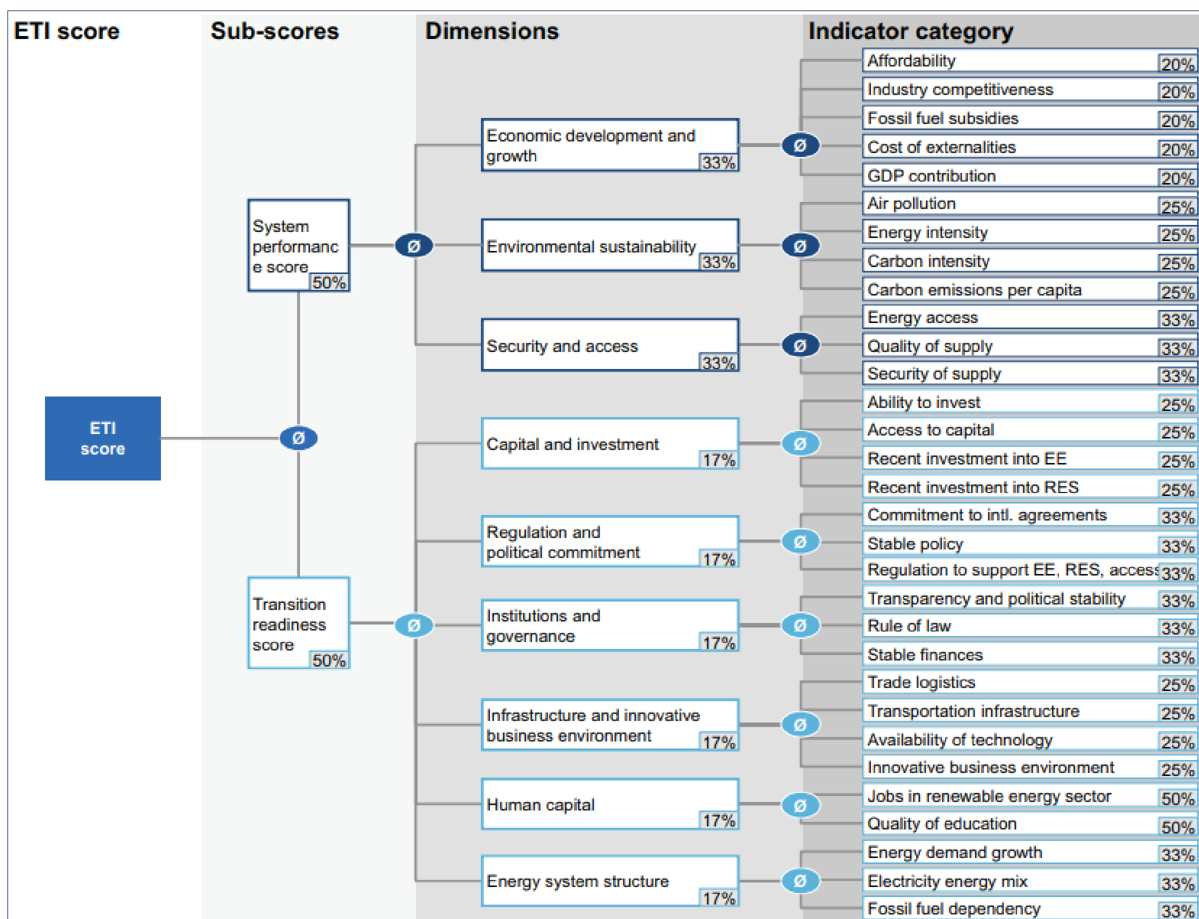
ETI pada tahun 2018 menilai 114 negara termasuk Indonesia didalamnya, indeks ini mencakup *energy system performance,* kesiapan lingkungan makro untuk transisi ke sistem energi masa depan yang aman, berkelanjutan dan inklusif.



Gambar 67. *Energy System* WEF.

WEF menyebut *Energy System* adalah sesuatu yang kompleks dan merupakan inti dari setiap masalah ekonomi suatu negara. Mereka meliputi dari stakeholders, berbagai sumber energi dan setiap sektor yang mengkonsumsi energi, seperti industri, bangunan dan transportasi. *Energy System* bertujuan untuk mendukung kehidupan dalam 3 dimensi dari segitiga energi: 1) inklusif, perkembangan ekonomi; 2) keberlanjutan lingkungan; 3) keamanan dan kemudahan akses terhadap energi seperti yang ditunjukkan pada gambar 66.

Dimensi dan Indikator katagori yang digunakan dalam ETI tercantum pada gambar 67 dengan pembobotan menggunakan *equal weighting* atau setiap indikator dalam satu dimensi memiliki bobot yang sama. Kemudian Indikator katagori tersebut diturunkan menjadi indikator dengan perhitungan menggunakan indikator yang tercantum pada Gambar 67 dan 68.



Sumber: World Energy Forum, 2018

Gambar 68. Dimensi dan Indikator Kategori ETI.

Imperative	Measure (of)	Indicator name	Weighting
Economic development and growth	Affordability	Household electricity prices (PPP $c/kWh)	0.20
	Cost competitiveness	Industry electricity prices ($c/kWh)	0.10
		Wholesale gas price ($/mmbtu)	0.10
	Cost-reflective prices	Fossil fuel subsidies (% of GDP)	0.20
	Externalities	Unpriced cost of externalities (% of GDP)	0.20
	Supports/detracts from growth	Value of energy exports (% of GDP)	0.10
		Cost of energy imports (% of GDP)	0.10
Environmental sustainability	Air pollution	PM2.5 (µg/m^3)	0.25
	Energy intensity	Energy intensity (MJ/$2011 PPP GDP)	0.25
	Carbon intensity	CO_2 intensity (kg/GJ TPES)	0.25
	Carbon emissions per capita	CO_2 emissions per capita (tonnes/capita)	0.25
Energy access and security	Energy access	Electrification rate (% of population)	0.17
		Solid fuels use (% of population)	0.17
	Supply security	Energy imports (% of energy use)	0.11
		Import counterpart diversification (HHI)	0.11
		Diversity of TPES (HHI)	0.11
	Supply quality	Quality of electricity supply (Index)	0.33

Enabler dimension	Measure (of)	Indicator name	Weighting
Capital and investment	Ability to invest	Investment Freedom (Index)	0.25
	Capital availability	Access to Credit (Index)	0.25
	Investment	Investment in energy efficiency (% of total)	0.25
		Renewable capacity buildout (% of total)	0.25
Regulation and policy	Commitment to international contracts	Commitment to COP21 NDCs[91] (Index)	0.33
	Policy stability	Stability of Policy (Index)	0.33
	Regulatory support	Regulatory Indicators for Sustainable Energy (Index)	0.33
Stable institutions	Transparency	Corruption Perception (Index)	0.33
	Rule of law	Rule of Law (Index)	0.33
	Credit rating	Credit Rating (Index)	0.33
Infrastructure and innovative business environment	Trade logistics	Logistics Performance (Index)	0.25
	Transportation	Quality of Transportation Infrastructure (Index)	0.25
	Technology	Availability of Technology (Index)	0.25
	Business environment	Innovative Business Environment (Index)	0.25
Human capital and consumer participation	Workforce impact	Jobs in low-carbon industries (%)	0.50
	Qualifications	Quality of Education (Index)	0.50
Energy system structure	Maturity of energy system	Energy per capita (GJ/capita)	0.33
	Power generation mix	Share of electricity from renewable generation (%)	0.11
		Share of electricity from coal generation (%)	0.11
		Flexible electricity supply (%)	0.11
	Fossil fuel dependency	Fossil fuel reserves (CO_2 emissions, billion Mt)	0.33

Sumber: World Energy Forum, 2018

Gambar 69. Indikator ETI.

Pada tahun 2018 disebutkan ETI Indonesia berada pada peringkat 53 dengan nilai 55,5. WEF mengkatagorikan Indonesia sebagai negara dengan potensial *challenges*. Komponen index penilaian dapat dilihat dalam Gambar 69.

Index Component	Value	Rank/ 114
Energy Transition Index 0 - 100 (best)	55.5	53rd
System Performance 0 - 100 (best)	68.5	25th
Economic Growth & Development 0 - 100 (best)	59.7	73rd
Environmental Sustainability 0 - 100 (best)	65.5	14th
Energy Access & Security 0 - 100 (best)	80.4	43rd
Transition Readiness 0 - 100 (best)	42.4	90th
Regulation & Political commitment 0 - 100 (best)	52.7	50th
Institutions & Governance 0 - 100 (best)	43.4	79th
Capital & Investment 0 - 100 (best)	37.2	80th
Infrastructure & Innovative business environment 0 - 100 (best)	52.7	49th
Human capital & consumer participation 0 - 100 (best)	35.8	42nd
Energy system structure 0 - 100 (best)	32.4	95th

Sumber: World Energy Forum, 2018

Gambar 70. Index Komponen Indonesia dalam ETI.

Peringkat pertama pada ETI adalah Swedia dengan nilai 75,8. Sementara itu, peringkat negara Asia tertinggi adalah Singapura, yang menempati ranking 12 dengan nilai 66,4. Apabila dibandingan dengan negara-negara berkembang Asia lainnya posisi Indonesia maih berada di bawah Malaysia yang menempati ranking 15 namun masih berada diatas Thailand (61) dan Vietnam (66).

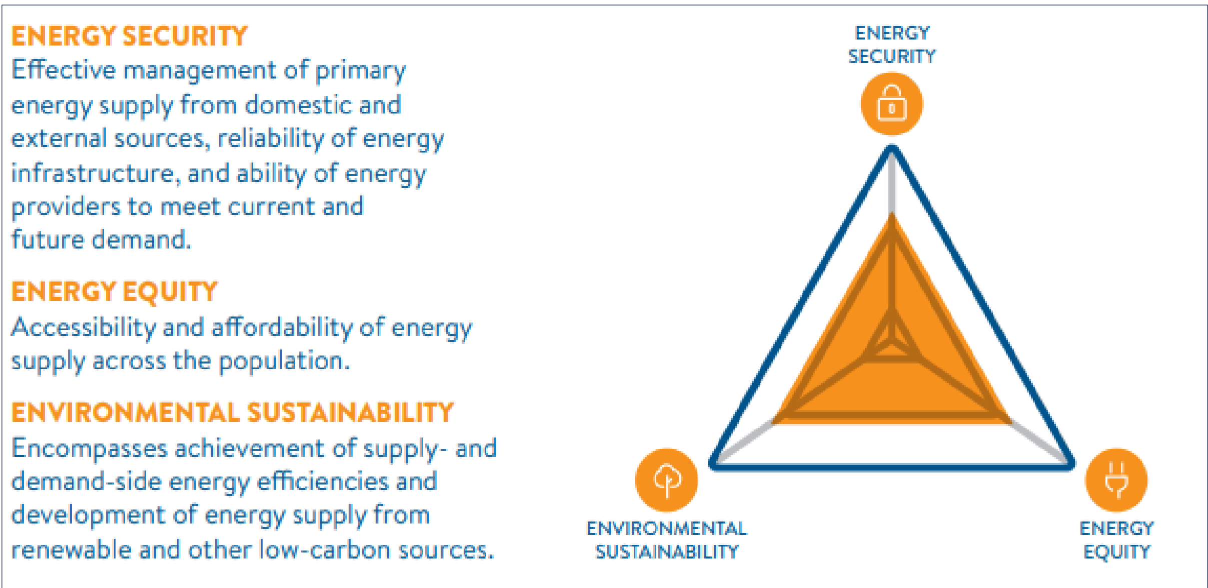


Sumber: World Energy Forum, 2018

Gambar 71. Posisi Indonesia dibandingkan negara Asia berkembang lainnya.

Energy Trilemma – World Energy Council

Energy Trilemma adalah tiga pilar energi untuk menghasilkan energi yang berkelanjutan berdasarkan 3 dimensi, *energy security, energy equity* (*accessibility and affordability*), *environtmental sustainability* (Gambar 71). Untuk mencapai nilai yang tinggi untuk ketiga pilar ini perlu kesinambungan antara publik, swasta, pemerintah dan regulator, faktor ekonomi dan sosial, sumber daya nasional, lingkungan hidup dan perilaku konsumen.



Sumber: World Energy Council, 2018

Gambar 72. *Trilemma Index* WEC.

Dikutip dari *World Energy Trilemma* Index 2018, Index Trilemma yang dilakukan oleh WEC meliputi 125 negara, dengan memberikan nilai A-D pada masing-masing dimensi dengan menilai indikator turunan dari dimensi tersebut. Dalam Gambar 72 dijabarkan *Energy Trilemma Index Structure* dan pembobotannya.

Dari penilaian yang dilakukan oleh WEC, Indonesia berada pada peringkat 71 dengan nilai *Energy Security* 61 (B), *Energy Equity* 82 (B) dan *Environmental sustainability* 57 (B). Dideskripsikan bahwa Indonesia memiliki performa yang baik dalam energy security dan environmental sustainability, namun sedikit tertinggal dalam *energy equity*. Energi fosil masih terlalu dominan sebagai sumber energi di Indonesia dan perkembangan teknologi ramah lingkungan cukup lambat dalam mengatasi perkembangan kebutuhan energi. Hal positif adalah penurunan subsidi pada tahun 2017.

Isu penting yang dirangkum oleh WEC untuk meningkatkan trilemma index adalah 1) meningkatkan teknologi energi yang ramah lingkungan dan menerapkannya dalam rencana energi jangka panjang, 2) meningkatkan efisiensi energi baik dari supply maupun demand; 3) Target subsidi harus tepat sasaran yaitu masyarakat berpenghasilan rendah; 4) menyediakan insentif untuk perusahaan yang akan mengembangkan energi baru dan terbarukan dan 5) mendorong diversifikasi sumber energi.

Bila dibandingkan dengan negara ASEAN posisi Indonesia berada dibawah Singapura (rank. 19), Malaysia (rank. 37), namun berada diatas Filipina (rank 74), Thailand (rank. 75) dan Vietnam (rank. 83), dapat dilihat pada Tabel 73.

Dimension	%		Indicator category	%		Indicator	%
Energy security	30%	1	Security of supply and energy delivery	15%	a	Diversity of primary energy supply	5.0%
					b	Energy consumption in relation to GDP growth	5.0%
					c	Import dependence	5.0%
		2	Resilience	15%	a	Diversity of electricity generation	5.0%
					b	Energy storage	5.0%
					c	Preparedness (human factor)	5.0%
Energy equity	30%	1	Access	10%	a	Access to electricity	5.0%
					b	Access to clean cooking	5.0%
		2	Quality of supply	10%	a	Quality of electricity supply	5.0%
					b	Quality of supply in urban vs. rural areas	5.0%
		3	Affordability and competitiveness	10%	a	Electricity prices	3.3%
					b	Gasoline and diesel prices	3.3%
					c	Natural gas prices	3.3%
Environmental sustainability	30%	1	Energy resource productivity	10%	a	Final energy intensity	5.0%
					b	Efficiency of power generation and T&D	5.0%
		2	GHG emissions	10%	a	GHG emission trend	5.0%
					b	Change in forest area	5.0%
		3	CO2 emissions	10%	a	CO2 intensity	3.3%
					b	CO2 emission per capita	3.3%
					c	CO2 from electricity generation	3.3%
Country context	10%	1	Coherent and predictable policy framework	2.0%	a	Macroeconomic environment	0.5%
					b	Effectiveness of government	0.5%
					c	Political stability	0.5%
					d	Perception of corruption	0.5%
		2	Stable regulatory environment	2.0%	a	Transparency of policy making	0.7%
					b	Rule of law	0.7%
					c	Regulatory quality	0.7%
		3	Initiatives that enable RD&D and innovation	2.0%	a	Intellectual property protection	0.5%
					b	FDI & technology transfer	0.5%
					c	Capacity for innovation	0.5%
					d	Number of patents issued by residents	0.5%
		4	Investability	2.0%	a	Foreign direct investment net inflows	1.0%
					b	Ease of doing business	1.0%
		5	Air pollution, land and water impact	2.0%	a	Wastewater treatment	1.0%
					b	Air pollution	1.0%

Sumber: World Energy Council, 2018

Gambar 73. *Energy Trilemma Index* Indikator.

Tabel 74. Perbandingan Ranking Trilemma Index Beberapa Negara.

INDEX RANK	COUNTRY	ENERGY SECURITY	ENERGY EQUITY	ENVIRONTMENTAL SUSTAINABILITY
1	Denmark	A	A	A
14	USA	A	A	C
19	Singapura	C	A	A
30	Jepang	C	A	B
37	Malaysia	B	B	C
71	Indonesia	B	B	B
75	Thailand	C	B	B

Sumber: diolah dari World Energy Council, 2018

DAFTAR SINGKATAN

DEN	:	Dewan Energi Nasional
LPG	:	*Liquefied Petroleum Gas*
DMO	:	*Domestic Market Obligation*
EBT	:	Energi Baru Terbarukan
GRK	:	Gas Rumah Kaca
HHI	:	*Herfindahl-Hirschman Index (HHI)*
AHP	:	*Analytical Hierarchy Process*
KEN	:	Kebijakan Energi Nasional
PP	:	Peraturan Pemerintah
Perpres	:	Peraturan Pemerintah
RUEN	:	Rencana Energi Nasional
Pertamina	:	PT. Pertamina (Persero), sebuah BUMN di bidang minyak dan gas bumi
PLN	:	PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero), sebuah BUMN di bidang ketenagalistrikan
ASEAN	:	*Assosiation of Souteast ASEAN*/Perhimpunan Bangsa-Bangsa Asia Tenggara
BOE	:	*Barrels of Oil Equivalent*
USD	:	*United State Dollar*
PDB	:	Produk Domestik Bruto
TPES	:	*Total Primary Energy Supply*
UNFCCC	:	*United Nations Framework Convention on Climate Change*
NDC	:	*Nationally Determinded Contribution*
PLTU	:	Pembangkit Listrik Tenaga Uap
PLTG	:	Pembangkit Listrik Tenaga Gas
PLTGU	:	Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap
CO2eq	:	Carbondioksida (CO2) Equivalent
BAU	:	*Bussiness as Usual*
TOE	:	*Tonne of Oil Equivalent*
LED	:	*Light-Emitting Diode*
HEESI	:	Handbook of Energy Economic Statistics of Indonesia
PLTMH	:	Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro
PLTP	:	Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi
PLTMH	:	Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro
PLTS	:	Pembangkit Listrik Tenaga Surya
RON	:	*Research Octane Number*
SPBU	:	Stasiun Pengisian Bahan Bakar Umum
Permen	:	Peraturan Menteri

kg	:	kilogram
APBN-P	:	Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara Perubahan
APBN	:	Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara
BBN	:	Bahan Bakar Nabati
BBG	:	Bahan Bakar Gas
PGN	:	PT. Perusahaan Gas Negara, BUMN di bidang gas bumi
MMBTU	:	Juta British Thermal Unit
OPEC	:	*Organization of Petroleum Exporting Countries*
WK	:	Wilayah Kerja
BOEPD	:	Barrels of Oil Equivalent Per Day
MMTPA	:	*Million Metric Ton Per Annum*
RDMP	:	*Refinery Development Master Plan*
KPPIP	:	Komite Percepatan Penyediaan Infrastruktur Prioritas
KL	:	kiloliter
LNG	:	*Liquefied Natural Gas*
FSRU	:	*Floating Storage Regasification Unit*
Pertagas	:	PT. Pertamina (Persero) Gas, anak perusahaan PT. Pertamina (Persero) di sektor gas bumi
TGI	:	PT. Transportasi Gas Indonesia
BUMN	:	Badan Usaha Milik Negara
SSWJ	:	*South Sumatera West Java*
BBTUD	:	*Billion British Thermal Unit Per Day*
MMSCFD	:	*Million Standard Cubic Feet Per Day*
SBM	:	Setara Barel Minyak
ESDM	:	Energi dan Sumber Daya Mineral
Setjen DEN	:	Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional
BBM	:	Bahan Bakar Minyak
Pusdatin	:	Pusat Data dan Teknologi Informasi
ICP	:	*Indonesia Crude Price*
BPH Migas	:	Badan Pengatur Hilir Migas
KKS	:	Kontrak Kerja Sama
IUP	:	Izin Usaha Pertambangan
KKBW	:	Kereta Pengangkut Batubara dengan 2 Gandar
PTBA	:	PT. Bukit Asam, BUMN di bidang batubara
RRR	:	*reserve replacement ratio*
SPR	:	*Strategic Petroleum Reserve*
IEA	:	*International Energy Agency*
MOR	:	*marketing operation region*
IOR	:	*Improved Oil Recovery*
EOR	:	*Enhance Oil Recovery*

Ha	:	Hektar
KLHK	:	Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan
THE	:	Hutan Tanaman Energi
IUPHHK-THE)	:	Izin Usaha Pemanfaatan Hasil Hutan Kayu dalam Hutan Alam dan Hutan Tanaman Energi

SUMBER DATA

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral:

- *Handbook of Energy and Statistics Indonesia 2016, 2017 dan 2018.*
- Laporan Kinerja Kementerian ESDM 2016, 2017 dan 2018.
- Laporan Kinerja Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi 2016, 2017 dan 2018.
- Laporan Kinerja Direktorat Jenderal EBTKE 2016, 2017 dan 2018.
- Laporan Kinerja Direktorat Jenderal Minerba 2016, 2017 dan 2018.
- Statistik Migas 2016, 2017 dan 2018.
- Statistik Ketenagalistrikan 2017, 2018 dan 2019.
- Statistik EBTKE 2016.
- Laporan Tahunan SKK Migas *2016, 2017 dan 2018.*

Aplikasi Online

- *Minerba One Map.*
- *BP Statistics.*
- *Worldbank.*
- Berita dan website resmi lainnya.

Sumber Data Lainnya

- Paparan dan data dari berbagai sumber tahun 2016 – 2019; antara lain dari PT. Pertamina (Persero), PT. PLN (Persero), PT. PGN (Persero), Badan Geologi KESDM, Badan Pelatihan dan Pengembangan KESDM, Badan Pusat Statistik, *World Energy Council, Asia Pasific Energy Research Centre* dan berbagai sumber data terkait lainnya.
- Undang-Undang, Peraturan Presiden, Peraturan Menteri ESDM dan berbagai aturan terkait lainnya.